

М а л а я Э н е р г е т и к а

№ 1 – 2 (6 – 7)
2008

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.,
Затопляев Б.С., Ильковский К.К.,
Историк Б.Л., Парников Н.М.,
Понкратьев П.А., Редько И.Я.,
Родионов В.Б., Соболев Ю.С.,
Усачев И.Н., Шпильрайн Э.Э.,
Юрченко А.Н.*

Компьютерная верстка и дизайн:

Мелихова А.Г.

Адрес редакции:

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

Подписано в печать 20.06.2008 г.
Формат 60х90 1/8
Бумага мелованная 90. Печать
офсетная.
Объем 15 печ. л. Тираж 1000 экз.
Отпечатано в типографии
ООО «Галлея-Принт»
г. Москва 5-я Кабельная ул., 2-б

С о д е р ж а н и е

О б щ и е в о п р о с ы

- Безруких П.П.* Возобновляемая энергетика: состояние, проблемы, перспективы **3**
Копылов А.Е. Законодательная поддержка развития возобновляемой энергетики в России **20**
Кутовой. Г.П. О необходимости общественной экспертизы энергетической стратегии России **24**
Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика и проблемы энергетической безопасности **28**

П р и л и в н а я э н е р г е т и к а

- Усачев И.Н., Шполянский Ю.Б., Историк Б.Л., Кузнецов В.П.,
Фатеев В.Н., Князев В.А.* Приливные электростанции (ПЭС)
— источник энергии, запасаемой в водороде **31**

Г и д р о э н е р г е т и к а

- Лятхер В.М.* Гидроэлектростанции с ортогональными агрегатами **39**
Родионов В.Б., Куприянов В.П., Онилченко Г.Ф. Современные затворы для малых ГЭС **47**
Боровков В.С., Волшаник В.В. Гидравлическая оценка условий обтекания конструкции свободнопоточной гидросиловой установки **55**
Мирзоев М.И. Гидроэнергетическое строительство в Кабардино-Балкарской республике (КБР): Тенденции. Проблемы. Перспективы **61**
*Дмитриева И.Л., Гурьевич Т.Б., Самосейко А.Н.,
Кульбаев А.В.* Особенности воздействия малых деривационных ГЭС на природную среду районов их размещения **63**

В е т р о э н е р г е т и к а

- Зубакин В.А., Кулаков А.В., Нырковский В.В., Николаев В.Г.,
Шейн В.Я.* Опыт и перспективы возведения Калмыцкой ВЭС на базе ВЭУ мегаваттной мощности отечественного производства **68**
Николаев В.Г., Ганага С.В. Ветроэлектрические станции как альтернативный способ значительного увеличения электрогенерации в России **72**
Затопляев Б.С., Николаев В.Г. Перспективы развития морской ветроэнергетики в акваториях Литвы, Польши и России **83**

Б и о э н е р г е т и к а

- Панцхава Е.С., Шпилов М.М.* Российская биоэнергетика. Реалии сегодняшнего дня и перспективы развития. Внутренний рынок биотоплива и потенциальный экспорт **86**

К о н ф е р е н ц и и , с о в е щ а н и я , с е м и н а р ы

Уважаемые читатели!

После некоторого перерыва редакционный совет продолжает выпуск периодического научно-технического журнала «Малая энергетика».

За последние годы в мировой энергетике прослеживаются очевидные тенденции широкомасштабного роста использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), включая и малую энергетику.

Доля ВИЭ в энерговыработке Германии, Дании, Италии, ряда других стран уже достигает 15–20%, при поражающих воображение темпах развития (25–30% ежегодного роста). В начале 2008 г. Европейский союз принял историческую для мировой энергетики директиву 20–20–20, в которой поставлена задача по замещению к 2020 году производства электроэнергии на органическом топливе на 20% и снижению вредных выбросов в атмосферу на 20% за счет использования ВИЭ.

В ближайшее время в России для обеспечения экологической безопасности и энергосбережения в значительных масштабах потребуются развитие и наращивание новых технологий энергопроизводства на базе солнечных, ветровых, геотермальных, приливных, биологических и других возобновляемых энергоресурсов. Для решения этой проблемы в требуется создать в сравнительно короткие сроки (5 – 10 лет) новые высокотехнологичные и крупномасштабные отрасли энергетике. Это требует мобилизации многих ресурсов: профессиональных, организационных, финансовых и пр., а также тесного сотрудничества с передовыми странами и ведущими мировыми производителями оборудования ВИЭ

Россия богата ресурсами ВИЭ всех известных видов, что обуславливает целесообразность и необходимость развития в стране нетрадиционной энергетике.

По большинству типов оборудования ВИЭ в России имеются разработки на достаточно высоком уровне. В стране имеется мощная производственная база, на основе которой достаточно быстро может быть налажено серийное производство ВИЭ.

Возобновляемая энергетика может занять достойное место в решении проблем энергообеспечения энергетически дефицитных и экологически напряженных регионов России, а также рационального баланса энергетических мощностей страны в целом.

В последние 3 года было разработано и частично принято несколько федеральных и ряда региональных законов, постановлений Правительства РФ, нормативно-технических документов, создающих правовую базу и регламентирующих развитие ВИЭ в России.

Наиболее важным результатом явилась разработка и принятие на законодательном уровне правовой и нормативно-технической базы отечественной возобновляемой энергетике.

Редакционный совет журнала считает своей основной задачей ознакомление круга энергетиков, предметно интересующихся проблемами малой энергетике, с опытом проектирования, строительства и эксплуатации малых электростанций и, прежде всего, электростанций, использующих возобновляемые источники энергии.

Существенное внимание предполагается уделить приливным электростанциям, которые по формальному признаку не относятся к малой энергетике, но являются наиболее значимыми источниками нетрадиционной возобновляемой энергии.

Главный редактор журнала

Ю.Б. Шполянский

**ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА:
СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ**

Безруких П.П., д.т.н., Институт энергетической стратегии

Вместо предисловия

Еще недавно в России почти на каждом шагу приходилось доказывать необходимость государственной поддержки новой отрасли энергетики под названием «Возобновляемая энергетика». В серьезных академических и топливно-энергетических кругах, признавая или полупризнавая эту необходимость на словах, на деле относились к ней как к забаве, занимающей менее 1% в топливно-энергетическом балансе. Данная публикация имеет целью доказать, что:

уже сейчас ВИЭ занимает в электроэнергобалансе значительную долю;

темпы развития использования отдельных видов ВИЭ достигают 20 – 30% к предыдущему году, что по крайней мере в 10 раз превышает темпы общего роста энергетики;

энергетическая независимость есть синоним энергетической безопасности и возобновляемая энергетика — это верный путь к энергетической независимости;

возобновляемая энергетика, помимо неисчерпаемости ресурсов, имеет решающее преимущество перед топливной энергетикой — она на много порядков экологически более дружелюбна к среде обитания человека, а главное в ней отсутствует эмиссия углекислого газа.

Государственной Думой прошлого созыва был принят Федеральный Закон № 250 от 4 ноября 2007 г. «О внесении изменений в ФЗ № 35 «Об электроэнергетике». В этом законе намечены меры государственной поддержки возобновляемой энергетики. Теперь необходимо разработать такие подзаконные акты, которые бы обеспечили реализацию этих мер.

Напомним коротко виды возобновляемых источников энергии и технологии по их использованию (табл. 1).

Самообеспеченность ресурсами

Самообеспеченность ресурсами характеризуется коэффициентом самообеспеченности, определяемым как отношение первичной энергии, производимой в стране, к энергии ею потребляемой. Если этот коэффициент меньше единицы — страна зави-

Таблица 1

Возобновляемые источники энергии

Виды энергии	Технологии
Солнечная энергия	Прямое преобразование в электрическую энергию (фотоэлектричество); Преобразование в электроэнергию (термодинамический цикл); Преобразование в тепловую энергию (солнечные коллекторы)
Ветровая энергия	Производство электрической энергии (ВЭУ); Производство механической энергии (водоподъемные ВЭУ)
Энергия рек и водоёмов	Производство электрической энергии (ГЭС большой и средней мощности); Производство электрической энергии (малые и микро ГЭС)
Геотермальная энергия	Производство электрической энергии (ГеоЭС); Производство тепловой энергии (геотермальная ТЭС, тепловые насосы); Прямое использование горячей воды
Приливная энергия	Производство электрической энергии (ПЭС)
Низкопотенциальное топливо	Производство тепловой энергии (тепловые насосы)
Биомасса	Производство электрической и тепловой энергии: - прямое сжигание биомассы (электростанции, котельные); - получение жидкого и газообразного топлива (биогазовые и газогенераторные установки, технологии пиролиза и «быстрого» пиролиза); - производство биоэтанола и биодизеля

сит от импорта энергоресурсов, если больше — страна экспортирует ресурсы.

В настоящее время мировые и российские ресурсы органического топлива и урана уже поделены и приватизированы. За обладание некоторыми из них, находящимися на северном и южном и полярных районах, идет борьба. Стремление к обладанию этими ресурсами — вечный источник нестабильности в мире.

В то же время неисчерпаемый источник энергии — солнечная энергия и менее энергосодержащий — ветровая энергия.

В табл. 2, 3 приведены данные о динамике самообеспеченности стран «Большой воьмерки» и государств, бывших республик СССР.

Таблица 2
Динамика самообеспеченности (Self Sufficiency) энергоресурсами стран «Большой восьмёрки» ($K_{об}$)

Страна	1960 г.	1980 г.	2000 г.	2004 г.
Канада	0,7485	1,0747	1,4888	1,4774
Франция	0,5700	0,2717	0,5097	0,4994
Германия	0,8781	0,5151	0,3939	0,3908
Италия	0,3466	0,1505	0,1631	0,1634
Япония	0,5806	0,1249	0,2030	0,1815
Велико-британия	0,7155	0,9829	1,1696	0,9637
США	0,9447	0,8574	0,7275	0,7056
Россия			1,5700	1,8100

Источник: Energy Balances of OECD countries 2003 – 2004, 2006 Edition

Таблица 3
Динамика самообеспеченности (Self Sufficiency) энергоресурсами государств – бывших республик СССР ($K_{об}$)

Страна	1995 г.	2000 г.	2004 г.
Армения	0,15	0,30	0,35
Азербайджан	1,12	1,65	1,55
Белоруссия	0,13	0,14	0,14
Эстония	0,62	0,65	0,69
Грузия	0,19	0,46	0,46
Казахстан	1,21	1,98	2,16
Киргизия	0,51	0,59	0,53
Латвия	0,32	0,40	0,47
Литва	0,44	0,46	0,57
Молдавия	0,01	0,02	0,02
Россия	1,51	1,57	1,81
Таджикистан	0,40	0,43	0,46
Туркменистан	2,36	3,18	3,74
Украина	0,48	0,56	0,54
Узбекистан	1,15	1,10	1,05
Бывший СССР	1,25	1,37	1,54

Источник: Energy Balances of OECD countries 2003 – 2004, 2006 Edition

Как видим, в 1960 г. все страны, кроме России, имели коэффициент меньше единицы и только Канада и Великобритания смогли достичь уровня самообеспеченности к 2000 г. У остальных стран коэффициент самообеспеченности снизился. Разумеется в России этот коэффициент всегда был больше единицы. Но такую огромную долю по экспорту энергоресурсов Россия «достигла» лишь в последние годы.

Из бывших союзных республик на уровне 2004 г. коэффициент самообеспеченности больше единицы (экспорт энергоресурсов) имеется лишь у пяти: Азербайджан (1,55), Ка-

захстан (2,16), Россия (1,81), Туркменистан (3,74), Узбекистан (1,05). Практически отсутствуют собственные ресурсы у Молдовы (0,02), очень малы они у Белоруссии (0,14).

Производство первичной и электрической энергии

Итак, подходим к одному из главных вопросов: какова роль ВИЭ в производстве первичной и электрической энергии?

Напомним, что для оценки суммарного производства энергии все виды топлива, электрическая энергия, производимая на атомных, гидравлических и электростанциях на базе ВИЭ через соответствующие коэффициенты приводятся к условным единицам (эквивалентам). В мире принят «нефтяной» эквивалент (теплотворная способность 10 000 ккал/кг или 41,868 МДж/кг). В России «угольный» эквивалент (теплотворная способность 7000 ккал/кг или 29,31 МДж/кг).

В международной практике перевод электрической энергии, выработанной на АЭС в первичную энергию осуществляется по коэффициенту полезного действия АЭС, который принимается равным 0,33, а перевод электрической энергии, вырабатываемой на ГЭС, ветровых, солнечных электростанциях, в первичную энергию осуществляется по теоретическому коэффициенту по соотношению единиц. В результате при одном и том же количестве выработанной электроэнергии в первичной энергии величина энергии от АЭС оказывается в три раза выше.

В России значительное количество ученых, в том числе и автор статьи, при переводе в первичную энергию электроэнергию от атомных, гидравлических и электростанций на базе ВИЭ рассчитывают по коэффициенту замещения органического топлива. Тем самым уравнивается «вклад» всех видов производителей электрической энергии.

С учетом сказанного выше, т.е. имея в виду что роль ГЭС и других ВИЭ будет несколько больше, рассмотрим табл. 4, где представлена динамика доли в первичной энергии всех видов энергоносителей за последние 30 лет, с 1971 по 2004 гг.

За указанное время объём производимой энергии увеличился с 5680 млн. тонн в нефтяном эквиваленте (н.э.) до 11 213 млн. т н.э., т.е. в 1,97 раза. При этом доля ВИЭ, без ГЭС,

практически не изменилась (с 11,53% до 10,975), а совместно с ГЭС она составила в 1971 г. — 13,36%, а в 2004 г. — 13,14%.

Таким образом, доля ВИЭ в первичной энергии была и остаётся значительной.

В табл. 5 приведены данные о динамике производства электроэнергии в мире.

Здесь учет доли различных источников не искажён, поскольку единицы (кВт·ч) везде одни и те же.

Как видим, доля ВИЭ без ГЭС неуклонно повышается: с 0,7% в 1973 г. до 2.12% в 2004 г., а вместе с ГЭС несколько снизилась: с 21,7% в 1973 г. до 18,21% в 2004 г. Однако есть основания полагать, что уже к 2010 г. совместная доля ГЭС плюс другие ВИЭ превысит 20%.

Поясним «несправедливость» перевода в первичную энергию электроэнергии от АЭС и ГЭС. В 2004 г. за счет АЭС в первичной энер-

Таблица 4

Динамика производства первичной энергии в мире (млн. т н.э.) Total Production of Energy, Mtoe

	1971 г.	1980 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2004 г.
1. Уголь (Coal)	1436,75	1800,69	2185,62	2216,95	2229,15	2750,16
% от общего	25,30	24,50	24,83	23,83	22,19	24,52
2. Сырая нефть и газовый конденсат (Grude oil and NGL)	2550,17	3175,55	3225,06	3376,93	3690,70	3955,65
% от общего	44,90	43,21	36,64	36,34	36,73	35,28
3. Природный газ (Natural gas)	904,91	1243,66	1706,85	1831,97	2089,74	2320,69
% от общего	15,93	16,92	19,39	19,71	20,80	20,69
4. Ископаемое топливо, всего (Fossil fuel)	4891,83	6219,90	7117,53	7424,85	8009,59	9026,50
% от общего	86,13	84,63	80,86	79,90	79,92	80,49
5. Атомная энергия (Nuclear energy)	28,95	186,41	525,08	608,21	675,58	714,07
% от общего	0,51	2,55	5,97	6,55	6,73	6,37
6. Гидроэнергия (Hydro energy)	103,71	147,72	184,74	213,69	225,63	241,48
% от общего	1,83	2,01	2,10	2,30	2,24	2,17
7. Геотермальная энергия	4,20	12,40	33,63	37,20	46,81	45,75
8. «Новые ВИЭ»	0,043	0,071	2,283	2,874	6,687	11,476
9. Возобновляемое топливо и отходы (биомасса)	650,75	781,88	938,48	1005,06	1083,15	1173,53
10. ВИЭ, всего, без ГЭС	654,99	794,35	974,39	1045,13	1136,65	1230,76
% от общего	11,53	10,81	11,07	11,25	11,31	10,97
11. Всего	5679,48	7348,38	8801,75	9293,26	10047,26	11213,42
%	100	100	100	100	100	100

Источник: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2003 – 2004, 2006 Edition

Таблица 5

Динамика производства электрической энергии в мире за счет различных видов топлива в % от общего производства

Виды топлива	1973 г.	1980 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.	2004 г., ТВт·ч, %
1 Уголь	38,30	37,95	38,09	37,89	38,85	$\frac{6944}{39,80}$
2 Нефть	24,70	19,89	11,31	9,47	7,80	$\frac{1170}{6,71}$
3 Природный газ	12,10	12,04	13,79	15,07	17,75	$\frac{3419}{19,59}$
4 Атом	3,30	8,63	17,04	17,64	16,87	$\frac{2738}{15,69}$
5 Гидро	21,00	20,77	18,18	18,80	17,09	$\frac{2808}{16,09}$
6 ВИЭ	0,70	0,72	1,59	1,37	1,64	$\frac{371}{2,12}$
Производство электроэнергии, ТВт·ч	6117,000	8268,841	11814,538	13219,052	1535,4023	17449,817

Источник: IEA, Energy Balances of Non-OECD Countries 2003 – 2004, 2006 Edition; IEA, Key world energy statistics, 2006

гии получено 714,07 млн. т н.э. (табл. 4) при этом на АЭС произведено 2738 ТВт·ч (табл. 5).

Соответствующие данные по электроэнергии от ГЭС: 241,48 млн. т н.э. (табл. 4) и 2808 ТВт·ч (табл. 5).

Сопоставив эти данные, получаем: для того, чтобы выработать 1 т н.э. на АЭС достаточно выработать 3834 ТВт·ч, а на ГЭС — 11 628 кВт·ч, т.е. почти в 3 раза больше. Такова картина по доле в ВИЭ в среднем.

Однако в мире имеется довольно много стран, в которых доля ВИЭ в производстве первичной и электрической энергии существенно превосходит общие данные. Например, в Австрии доля ВИЭ в 2004 г. в первичной и электрической энергии соответственно составляет 20,1% и 63,8%, Дании — 13,6% и 24%, Финляндии — 23% и 29,8%, Исландии — 72,0% и 100%, Мексике — 9,8% и 15,3%, Новой Зеландии — 29,8% и 78,3%, Норвегии — 38,9% и 99,4%, Португалии — 14,3% и 27,5%, Испании — 6,2% и 19,3%, Швеции — 25,7% и 44,9%, Швейцарии — 15,1% и 54,6%, Турции — 13,2% и 30,7%.

Страны — члены «Большой восьмёрки» имеют следующие показатели: Канада — 15,4% и 58,7%, Франция — 5,9% и 11,9%, Германия — 3,8% и 9,3%, Италия — 6,1% и 16,9%, Япония — 3,2% и 10,6, Великобритания — 1,5% и 3,6%, США — 4,2% и 8,6%, Россия — 6,2% и 19,2%.

По странам — лидерам по объёму использования первичной энергии на базе ВИЭ в 2004 г. наблюдается следующая, очень любопытная картина:

Гидравлическая энергия: Канада — 29 312,9 тыс. т н.э., Бразилия 27 590 тыс. т н.э., США — 23 316 т н.э., Россия — 15 210 тыс. т н.э., Норвегия — 93 54,2 тыс. т н.э.

Энергия ветра: Германия 2193,8 тыс. т н.э., Испания — 1341,7 тыс. т н.э., США — 1229 тыс. т н.э., Дания — 566,1 тыс. т н.э., Индия — 323 тыс. т н.э.

Солнечная энергия: США — 14 09,8 тыс. т н.э., Израиль — 725 тыс. т н.э., Япония — 579 тыс. т н.э., Турция — 374,9 тыс. т н.э., Кипр — 180 тыс. т н.э.

Геотермальная энергия: Филиппины — 8 840 тыс. т н.э., США — 8 779,8 тыс. т н.э., Индонезия — 5 720 тыс. т н.э., Мексика — 5 654,1 тыс. т н.э., Италия — 4 887 тыс. т н.э.

Возобновляемые сжигаемые ВИЭ и отходы: Китай — 220 540 тыс. т н.э., Индия — 214 380 тыс. т н.э., Нигерия — 79 370 тыс. т н.э., США — 63 873,6 тыс. т н.э., Бразилия — 55250 тыс. т н.э., Индонезия — 47 200 тыс. т н.э., Пакистан — 26 470 тыс. т н.э., Вьетнам 23 680 тыс. т н.э., Эфиопия — 19 150 тыс. т н.э., Танзания — 17180 тыс. т н.э., Таиланд — 15 780 тыс. т н.э., Кения — 15 540 тыс. т н.э., Конго — 15 310 тыс. т н.э., Судан — 13 970 тыс. т н.э., ЮАР — 13 310 тыс. т н.э., Канада — 119 58,1 тыс. т н.э., Франция — 10 892,3 тыс. т н.э., Филиппины — 10 600 тыс. т н.э.

Как видим, среди лидеров имеются представители всех континентов, страны-гиганты и малые страны, северные и южные, развитые и развивающиеся. Последняя группа особо многочисленна, — это страны, интенсивно использующие биомассу (дрова) для обогрева и приготовления пищи.

Что день грядущий нам готовит?

Во всем мире идет интенсивная работа по прогнозированию роста производства как электрической, так и первичной энергии.

В табл. 6 представлен прогноз Международного Энергетического агентства по производству электроэнергии до 2050 г. Имеется базовый сценарий — развитие «как есть», т.е. без существенных изменений, и шесть сценариев ускоренного развития технологий, за базу принят 2003 г.

Особый интерес представляет отношение авторов прогноза к возобновляемым источникам энергии.

Если биомасса и другие виды в 2003 г. составили 2% от общего производства, то к 2050 г. по всем шести сценариям эта доля находится в пределах 9,4% — 19,9%. А для ГЭС в 2003 г. составила 15,9%, а по сценарию 13,4% — 16%. В сумме ГЭС и другие ВИЭ в 2003 г. составили 17,9%, а по сценариям находятся в пределах 29% — 35,2%.

Надо заметить, что МЭА не отличалась оптимизмом в отношении ВИЭ, и данные сценарии подтверждают это отношение.

В обосновании этой оценки приведем следующие соображения. Принимая (табл. 6) среднее значение производства электроэнергии в 2050 г. равным 34 000 ТВт·ч, получаем, что производство электроэнергии на ГЭС, прогнозируемое на уровне 15%, составит 5 100 ТВт·ч. В то время как известно, что

Таблица 6

Сценарии развития электроэнергетики мира Международного энергетического агентства (IEA)

		Базовое развитие	Программы ускоренного развития технологий (ACT Scenarios)					
			1	2	3	4	5	6
Доля производства электрической энергии в 2050 году (%)								
Уголь:	40,1	47,1	26,9	30,4	29,5	16,5	27,6	20,9
в том числе технологии с захоронением CO ₂	0,0	0,0	14,3	16,1	16,2	0,0	15,2	15,2
Нефть	6,9	3,3	2,3	2,3	2,2	2,0	2,0	2,2
Газ	19,4	27,6	22,6	25,7	26,9	28,2	25,4	19,5
Атомная энергия	15,8	6,7	16,8	9,8	18,0	19,0	16,0	22,2
Гидравлическая энергия	15,9	9,5	15,4	15,5	14,0	16,0	13,4	15,3
Биомасса	1,3	2,0	4,5	4,6	3,0	4,8	4,4	5,1
Другие виды ВИЭ	0,7	3,9	11,4	11,8	6,4	13,5	11,2	14,8
ВИЭ, всего	17,9	15,4	31,3	31,9	23,4	34,3	29,0	35,2
Итого	100	100	100	100	100	100	100	100
Производство электрической энергии в мире, ТВт·ч	16661	46631	31776	31664	31600	30228	36335	32896

1. Программа относительно оптимистичного развития с учетом современной изученности технологий и исторического опыта технического прогресса (ACT Map)
2. Программа развития при ограниченном росте использования атомной энергии (ACT Low Nuclear)
3. Программа развития при более низких темпах снижения затрат для технологий солнечной и ветровой энергетики (ACT Low Renewables)
4. Программа развития при отсутствии промышленного использования технологий поглощения и аккумуляции углекислого газа (ACT No CCS)
5. Программа развития при пониженной эффективности энергосберегающих мероприятий (ACT Low Efficiency)
6. Программа развития при значительных темпах технического прогресса и снижения затрат (ACT TECH Plus)

экономический потенциал гидравлической энергии в мире оценивается в 8100 ТВт·ч. Получается, что даже через 50 лет прогнозы не предполагают использовать существующий экономический потенциал гидроэнергии. А этот потенциал будет неизбежно существенно увеличиваться по мере удорожания органического топлива.

Обратимся к сценарию Европейского Совета по возобновляемой энергетике, представленному на рис. 1.

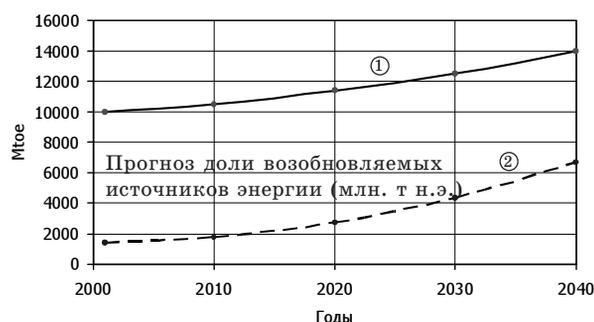


Рис. 1. Прогноз AIP (Advanced International Police — опережающая международная политика) мирового потребления первичной энергии и доли ВИЭ
Источники: Европейский Совет по возобновляемой энергетике. Renewable Energy World. July-August 2004

Как видим (кривая 1), предполагается, что потребление первичной энергии к 2040 г. увеличится с 11 000 млн. т н.э. до 14 000 млн. т н.э., т.е. на 40%. При этом доля ВИЭ (кривая 2) с 13,6% возрастает до 47,7%. По логике прогноза к 2050 г. эта доля наверняка превысит 50%. Видимо, мы имеем дело с крайне оптимистическим прогнозом. И истина, как всегда, находится посередине. На взгляд автора, доля ВИЭ в первичной энергии не превысит 40% к 2050 г.

Автор в 2000 г. предпринял попытку составить краткосрочный прогноз роста установленной мощности на базе ВИЭ до 2010 г., результаты которого представлены в табл. 7.

Прогноз составлен на базе оценок различных специалистов разных стран, а также анализа цели различных государств по вводу мощности на базе ВИЭ.

В 2005 г. представилась возможность провести первую оценку выполнимости прогноза. Как видим, она вполне удовлетворительна. По вводу ветроустановок ввод мощности уже превзошел прогнозную цифру, на конец 2007 г. общая мощность ВЭС составила

Таблица 7

Среднесрочный прогноз ГУ ИЭС роста установленной мощности на базе отдельных видов ВИЭ в мире

Вид оборудования		Годы		
		2000 факт	2010	2005 факт
I. Общая установленная мощность по производству электроэнергии, ГВт (эл.)				
1	Фотоэлектричество (годовой ввод)	0,938 (0,26)	9,2 (1,7)	5,6
9	Ветроустановки, подключенные к сетям	18	74	56
	Малые ГЭС	70	175	66
4	Электростанции на биомассе	30	90	44
5	Солнечные термодинамические станции	0,4	10	9,3
6	Геотермальные электростанции	I	7,97	20,7
		II		32,25
ИТОГО		127	378,9 – 390,45	184,3
II. Общая установленная мощность по производству тепла ГВт (тепл.)				
1	Геотермальные тепловые станции и установки ГВт (тепл.)	I	17,174	44,55 69
		II		28
9	Солнечные коллекторы и системы	ГВт (тепл.)	13	55
		МШ.М"	70	300
3	Теплоцентрали и котельные на биомассе	ГВт (тепл.)	200	400
ИТОГО			230	399 – 424
				341

Источник: Renewable Energy Focus, July/August 2007, Renewables 2005, Global Status Report

94,25 ГВт. Некоторые сомнения имеются относительно ввода мощности малых ГЭС, связанные с отличием методики оценки, поскольку в различных странах к малым ГЭС относят ГЭС разной мощности: от 30 МВт до 5 МВт. Автор ориентировался на мощность 30 МВт, что принято в России и ряде других стран.

Ввод солнечных коллекторов по тепловой мощности превзошел прогноз, а по площади солнечных коллекторов имеется отставание. Здесь также, видимо, наблюдается разница в оценке тепловой мощности, производимой солнечным коллектором.

Что вызывает оптимизм?

Оптимизм вызывают прежде всего темпы производства или ввода мощности оборудования, работающего на базе различных видов возобновляемых источников энергии.

Наибольшими темпами растет производство фотоэнергетических элементов, модулей и установок (батареи), в которых предусматривается прямое производство солнечной энергии в электрическую.

В табл. 8 приведены данные по росту производства за период с 1994 по 2004 гг. в абсолютных цифрах и процентах к предыдущему году.

За последние годы этот рост составил 35 – 57%. И хотя мощность подобного рода установок в 2004 г. составила 4,2 гВт понятно, что с ростом объемов производства темпы существенно снизятся, но оценка общей ситуации в этой отрасли говорит в пользу её ускоренного развития. В качестве доказательства перспективности этого направления следует указать, что в производстве фотоэлементов среди ведущих фирм находятся BP и Shell — нефтя-

Таблица 8

Производство фотоэлектрических элементов/модулей в мире (МВт/год)

Регион	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.
Япония	16,50	16,40	21,20	35,00	49,00	80,00	128,60	171,22	251,07	363,0	602,0
Европа	21,70	20,10	18,8	30,40	33,50	40,00	60,66	86,38	135,06	210,35	314,4
США	25,64	34,75	38,85	51,00	53,70	60,80	74,97	100,32	120,6	103,02	138,7
Остальной мир	5,60	6,35	9,75	9,40	18,70	20,50	23,42	40,60	55,30	83,80	140,0
Всего	69,44	77,6	88,60	125,80	154,90	201,30	287,65	398,03	560,3	760,17	1195
Рост к предыдущему году, %	–	11,7	14,8	42,0	23,1	30,0	43,0	38,4	40,7	35,7	57,2
МВт		8,16	11,0	37,2	29,1	46,4	86,35	110,4	162,01	200,14	434,95
Нарастающим итогом	358,4	436,0	524,6	650,4	805,3	1006,6	1294,2	1692,2	2252,3	3012,3	4207,5

Источник: PV News, vol. 22 №3, 2003; Renewable Energy World, July-August 2003 – 2007

ные гиганты, которые, кстати, развивают производство ветроустановок, а также установок на базе биомассы. И это при том, что фотоэлектрические установки являются самыми дорогими из всех видов оборудования возобновляемой энергетики. Удельная стоимость фотоэлектрических модулей снижалась за последние 35 лет следующим образом: 1960 г. — 1000 USD/Вт; 1970 г. — 100 USD/Вт; 1980 г. — 20 USD/Вт; 1990 г. — 10 USD/Вт; 2000 г. — 4 USD/Вт; 2001 г. — 3,8 USD/Вт. За последние 3 – 4 года цена в основном стабилизировалась и даже несколько поднялась в связи с ажиотажным

спросом и ограничениями по сырьевой базе. Однако ожидаемое повышение КПД кремниевых элементов с достигнутых в промышленности 14% до достигнутых в лабораториях 18 – 20%, а также снижения стоимости производства кремния «солнечного» качества, неизбежно приведут к дальнейшему снижению удельной стоимости элементов и фотоэлектрических установок.

Темпы роста производства солнечных коллекторов, в которых солнечная энергия используется для нагрева воды, существенно меньше и составляют 12 – 14% к предыдущему году (рис. 2).

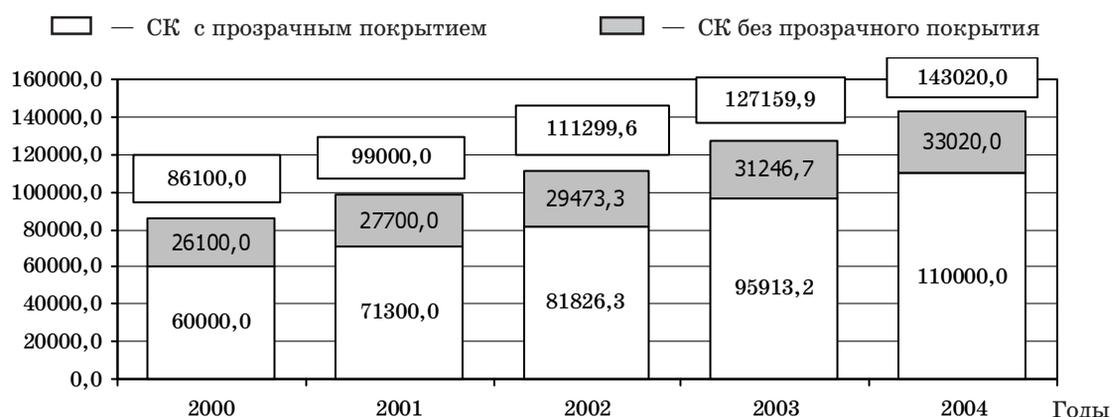


Рис. 2. Динамика производства солнечных коллекторов в мире в период 2000 – 2004 гг. (данные на конец года), тыс. м².

Однако общая площадь солнечных систем на базе коллекторов в мире впечатляет: она достигла 143 млн. м². Видимо, такой темп сохранится по крайней мере на ближайшие одно – два десятилетия.

Удельная стоимость таких нагревательных систем находится в диапазоне от 260 до 730 EURO/м².

Наиболее значительных успехов достигла ветроэнергетика. Как было сказано выше, общая установленная мощность в мире в 2006 г. составила 74282 МВт (табл. 9).

В тринадцати странах мира установленная мощность ВЭС превысила 1 ГВт., а в стране-лидере Германии она составила 20 622 МВт. В мире ввод ВЭС в 2007 г. составил около 20 000 МВт. Темпы роста установленной мощности по отношению к предыдущему году, начиная от 2001 г. до 2006 г. составили: 29 – 27 – 30 – 19 – 26 – 26%. Если учесть, что производство электроэнергии в мире происходит с темпом порядка 3% к предыдущему году, то указанные темпы роста

ветроэнергетики следует считать весьма обнадеживающими.

Ветроэнергетика уже стала значительной отраслью энергетики 13 стран-лидеров, на подходе ещё 7 – 8 новых стран, установленная мощность ВЭС в которых достигает 1 и более ГВт.

В 1998 г. три организации: Европейская ветроэнергетическая ассоциация (European Wind Association), Форум энергетики и развития Дании (Forum for Energy and Development Danmark), Международный Гринпис (Greenpeace International) разработали Программу, получившую название «Wind Force-10», целью которой является достижение к 2020 г. на базе ветровой энергии выработки электроэнергии в объёме 10% общего производства электроэнергии в мире (табл. 10).

Одновременно авторами Программы был составлен прогноз роста годового производства электроэнергии до 2040 г., в котором доля ветроэнергетики должна составить 20%.

Таблица 9

Установленная мощность ВЭУ, подключенных к электрическим сетям, в странах мира (МВт)

Страны	Мощность на конец года												Место
	1985 г.	1990 г.	1995 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	
Австрия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	606	819	965	
Бельгия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	95	167	193	
Великобритания		6	193	333	344	406	474	552	649	888	1332	1963	8
Дания	50	310	630	1380	1771	2300	2489	2880	3110	3117	3128	3136	5
Германия	3	60	1137	2875	4443	6113	8754	12001	14609	16629	18415	20622	1
Греция	–	2	28	39	82	189	272	276	375	473	573	746	2
Ирландия	–	–	7	73	73	118	124	137	186	33	496	745	
Испания	–	9	126	834	1542	2235	3337	4830	6202	8263	10028	11615	
Италия	–	4	23	178	283	427	682	785	904	1125	1718	2123	6
Нидерланды	–	49	255	361	441	446	486	688	912	1078	1219	1560	11
Норвегия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	270	267	314	
Португалия	–	2	8	60	60	100	131	194	299	522	1022	1716	9
Финляндия	–	–	6,4	17,4	38	38	39	41	51	82	82	82	
Франция	–	–	–	–	–	–	–	–	–	386	757	1567	10
Швеция	5	5	67	174	215	231	293	328	399	452	510	572	
Другие страны Европы	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	365	627	
Европа, всего	–	–	–	–	–	12822	17088	22719	28706	34032	40898	48545	
Австралия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	606	708	817	
АРЕ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	145	145	230	
Индия	–	20	550	992	1035	1214	1507	1702	2110	3000	4430	6270	4
Канада	–	3	21	82	125	137	198	238	317	444	683	1459	12
Китай	–	–	10	214	261	316	400	468	568	764	1260	2064	7
Коста-Рика	–	–	10	26	46	51	51	51	71	71	71	74	
Новая Зеландия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	168	168	171	
Россия	–	–		4,15	4,35	7,0	7,0	7,1	13,3	13,3	13,3	13,3	
США	1039	1525	1770	1820	2464	2494	4275	4685	6374	6740	9149	11603	3
Тайвань	–	–	–	–	–	–	–	–	–	13	104	188	
Южная Корея	–	–	–	–	–	–	–	–	–	23	98	173	
Япония	–	1	10	40	68	125	275	415	686	874	1061	1394	13
Другие страны мира	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	303	682	
Всего в мире	1097	2002	4905	9665	13520	18449	23794	30278	39294	46880	59091	74282	

По мнению автора статьи, доля 20% к 2040 г. представляется недостижимой, а доля 10% к 2020 г. — вполне реальной.

Во всяком случае фактический рост мощности в 1999 – 2006 гг. существенно превышает прогнозируемый. Так в 2006 г. по прогнозу общая установленная мощность ВЭС должна быть равной 66 929 МВт, а фактически составила 74 282 МВт.

Автор статьи одновременно ведёт статистику годового производства электроэнергии в мире. Пока прогноз составителей программы практически совпадает с реальностью.

За период от начала развития современной ветроэнергетики (1980 г.) до 2006 г. существенно улучшились её экономические показатели. Так удельная стоимость уменьшилась

с 4000 USD/кВт до 1000 USD/кВт, а себестоимость электроэнергии от ВЭС уменьшилась с 30 до 4,5 cent USD/кВт·ч.

Геотермальная энергетика, существенно уступая ветроэнергетике по установленной мощности 9 ГВт против 74 ГВт, т.е. в 8,2 раза, по производству электроэнергии уступает примерно в 2 раза, т.к. коэффициент использования установленной мощности ГеоЭС существенно выше, чем ВЭС (0,8 против 0,25).

Производство электроэнергии на ГеоЭС в 2005 г. составило порядка 57 ТВт·ч. Темпы роста геотермальной энергетике уступают темпам роста остальных видов и составляют порядка 2 – 4%, т.е. соответствуют темпам развития энергетике в целом.

Таблица 10

Программа развития ветроэнергетики: «Wind Force 10» — достижение доли 10% к 2020 году

Го- ды	Про- цент роста в год, %	Годо- вой ввод мощ- ности, МВт	Общая уста- новленная мощ- ность на конец года, МВт		Годовое производство электрической энер- гии на ВЭС, ТВт·ч			Годовое произ- водство электри- ческой энергии в мире, ТВт·ч		Доля ветровой электриче- ской энергии, %	
			Про- гноз	Факт	К _{нум- расч}	Про- гноз	Факт	Про- гноз	Факт	Про- гноз	Факт
1999	20	3120	13273	13520	0,25	29,1		14919	14839	0,19	
2000	20	3744	17017	18449		37,3		15381	15354	0,24	
2001	20	4493	21510	23794		47,1		158,58		0,30	
2002	20	5391	26901	30278		58,9		16350	16072	0,36	
2003	20	6470	33371	39357		73,1		16857	16675	0,43	
2004	30	8411	41781	46880		95,5		17379	17450	0,53	
2005	30	10939	52715	58566		115,4		17918		0,64	
2006	30	14214	66929	74282		146,6		18474		0,79	
2007	30	18478	85407			167,0		190,46		0,98	
2008	30	24021	109428			268/4		199,37		1,37	
2009	30	31228	140656		345/0		20245		1,70		
2010	30	40596	181252		444,6		20873		2,13		
2015	20	94304	537059		1333/8		23894		5,58		
2020	10	150000	1209466		2966,6		27351		10,86		
2030	10	150000	2545232		6242,9		33178		18,82		
2040	10	150000	3017017		7928,7		38509		20,60		

Источник: Renewable Energy World, 1999 – 2006

Биоэнергетика. Основной вклад в производство первичной энергии дает биомасса, использование которой осуществляется по различным технологиям.

По объёму производства первичной энергии первенство за технологиями прямого сжигания в современных котлах или обыкновенных печках разной эффективности. В странах Африки, Азии и Латинской Америки в использовании биомассы превалирует прямое сжигание. Однако современные технологии получили широкое распространение в Европе и других развитых и развивающихся странах (Индия, Китай).

Рассмотрим кратко состояние развития четырёх технологий: производства биогаза, производства древесных топливных гранул (пеллет), производство дизельного топлива (биодизеля) и биоэтанола.

Биогаз

Производство биогаза в свою очередь осуществляется по многим технологическим циклам в зависимости от сырья, но в конечном счёте за счет метанового брожения в метантанках (баках). Причем объём изменяется в широких пределах от 2 м³ до нескольких сотен м³ в зависимости от назначения биоэнергетической установки. Произведенный газ используется либо в качестве топлива в

газовых плитах для приготовления пищи (Индия, Китай), либо в котлах для масштабного производства тепловой энергии. Биогаз используется и для производства электрической энергии в дизель-генераторах, переделанных под газ, либо на электростанциях в паротурбинном цикле.

Динамика установленной мощности биогазовых электростанций и перспектива развития показаны на рис. 3. (на базе биогаза свалок жидких бытовых и городских отходов, отходов сельского хозяйства и перерабатывающей промышленности).

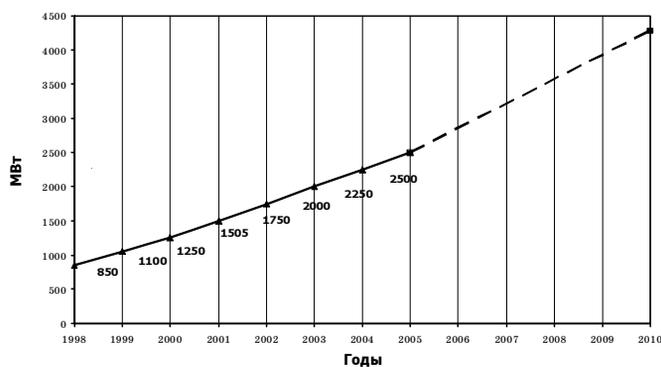


Рис. 3. Установленная мощность биогазовых станций Европы. Состояние и перспективы развития (биогаз свалок, жидких бытовых стоков, отходов сельского хозяйства и промышленности), МВт, % к предыдущему году

Как следует из графика, развитие до 2005 г. шло с темпом 11 – 20% к предыдущему году, а в период после 2005 – 2010 гг. прогнозировался среднегодовой рост в 14%, и нет сомнений, что этот рост будет достигнут.

Производство топливных гранул (пеллет) из древесных отходов или специально измельченной древесины в Европе вышло на устойчивый коммерческий уровень. Этому способствовала разработка систем полной автоматизации работы индивидуальных котлов, использующих гранулы.

Топливо относится к разряду экологически чистых, поэтому пользуется повышенным спросом в Европе, в которой функционирует более 170 предприятий общей производительностью более 4300 тыс. т/год (табл. 11).

Таблица 11
Производство топливных гранул (пеллет)
в Европе и России

№	Страна	Количество заводов	Общая производительность, тыс.т/год
1	Австрия	15	535
9	Бельгия	1	-
	Болгария	1	-
4	Чешская республика	1	-
5	Дания	7	526
6	Эстония	4	265
7	Финляндия	18	454
8	Франция	7	62
9	Германия	16	337
10	Венгрия	1	-
11	Италия	36	30
12	Латвия	5	130
13	Литва	6	56
14	Нидерланды	1	100
15	Норвегия	6	80
16	Польша	8	255
17	Словакия	6	-
18	Словения	3	75
19	Испания	1	20
20	Швеция	22	1182
21	Швейцария	6	98
22	Великобритания	7	100
23	Белорусия	1	24
24	Россия	74	944
	Всего	248	5273

Источник: PelletMap 2003 – Biont №6; The Bioenergy international, 2007

В России возникло более 70 заводов с общей производительностью более 900 тыс. т в год, однако, ни один из них не вышел на про-

ектную производительность, и все они ориентированы на экспорт своей продукции.

Биотопливо

Биодизель представляет собой метиловые (этиловые) эфиры, получаемые из растительных масел путем реакции этерификации: к растительному маслу добавляется метанол (этанол) в соотношении приблизительно 9 : 1 и незначительное количество катализатора (щелочного или кислотного), после чего смесь обрабатывается в кавитационном реакторе. После окончания реакции на выходе получают биодизель и технический глицерин. Оба продукта имеют высокую товарную стоимость и широкий рынок сбыта. Кроме того, глицерин является превосходным высококалорийным топливом для отопительных котлов.

Для получения биодизеля используют любые виды растительных масел — подсолнечное, рапсовое, льняное и т.д. При этом биодизель, полученный из разных масел, имеет некоторые отличия. Так, например, пальмовый биодизель имеет наибольшую калорийность и самую высокую температуру фильтруемости и застывания. Рапсовый биодизель несколько уступает пальмовому по калорийности, но лучше переносит холод, потому более всего подходит для европейских стран и России. В качестве топлива можно использовать как чистый биодизель (В 100), так и в качестве добавки к дизельному топливу (В5-В20). Наиболее распространенный состав В20 соответствует 20% биодизеля и 80% обычного дизельного топлива.

Биодизель имеет превосходные смазывающие свойства, удаляет отложения нефтепродуктов на деталях двигателя, увеличивает метановое число топлива, чем выгодно отличается от солярки.

Биодизель не причиняет вреда окружающей среде. Кроме того, он подвергается практически полному биологическому распаду: в почве или в воде микроорганизмы за 28 дней перерабатывают 99% биодизеля.

Из одной тонны растительного масла и 111 кг спирта (в присутствии 12 кг катализатора) получается приблизительно 970 кг (1100 л) биодизеля и 153 кг первичного глицерина. В качестве катализаторов рекомендуется использовать метоксиды (метилаты) калия или натрия. В табл. 12 и 13 представлены основные характеристики биодизеля.

Таблица 12
Элементарный состав рапсового масла
и дизельного топлива, %

Показатели	Углерод	Водород	Кислород	Сера
Рапсовое масло	78,3	12,8	8,80	0,005
Дизельное топливо	86,4	12,1	0,95	0,5

Считается, что из 1 т семян рапса можно получить 300 кг (30%) рапсового масла, а из этого количества масла — около 270 кг биодизельного топлива. Выход глицерина при этом составляет около 10%. Из него, в свою очередь, производят моющие средства, жидкое мыло и фосфорные удобрения.

Биодизельное топливо может использоваться в любых дизельных двигателях (вихрекамерных и предкамерных, а также с непосредственным впрыском) как самостоятельно в адаптированных двигателях, так и в смеси с дизельным топливом без внесения изменения в конструкцию двигателя.

На уровне 2007 г. мировое производство биодизеля составило около 8,5 млн. т. По прогнозу к 2020 г. оно должно достигнуть 23 млн. т, т.е. увеличиться более чем в 3 раза.

При этом по регионам мира производство в 2007 г. распределено следующим образом: Европа — 6 млн. т, Северная Америка — 1 млн. т, Южная Америка — 0,5 млн. т, Юго-Восточная Азия — 1 млн. т. Установленные мощности по производству составляют в целом 12,11 млн. т и только в Европе они загружены почти на 100%. Отдельное увеличение производственных мощностей к 2010 г. составит порядка 20 млн. т. Стоимость биодизеля в Европе составляет 1,13 EURO/кг или 1,03 EURO/л при плотности рисового биодизеля 0,915 кг/л.

Биоэтанол

Этанол — древнейший продукт биотехнологии, зародившейся не менее 4000 лет до нашей эры в Древнем Египте и Вавилоне. В этой технологии сахара (глюкоза, сахароза и некоторые другие) сбраживаются (ферментируются) в бескислородной среде пекарскими (спиртовыми) дрожжами. Ещё до недавнего времени почти весь этанол, полученный путем дрожжевого сбраживания сахаров, использовался для производства алкогольных напитков. Лишь незначительное его количество, полученное преимущественно химическим путём, применялось в промышленности. Однако за последние 25 лет ситуация коренным образом изменилась. Этанол стал одним из перспективных видов топлива. Он имеет довольно много научных и бытовых названий: этиловый спирт, метилкарбинол, винный спирт, гидроксид пентагидродикарбония, просто спирт и, наконец, биоэтанол (C₂H₅OH).

Существуют два способа получения биоэтанола: микробиологический (брожение и гидролиз) и синтетический.

Сырьём для получения биоэтанола методом спиртового брожения служат органические продукты, содержащие сахар, и крахмал (свекла, кукуруза, сахарный тростник, соя и др.), сырьём для получения биоэтанола гидролизным способом является целлюлозосодержащее сырьё (древесина, солома).

Основные характеристики этанола при $t = 20^{\circ}\text{C}$ и давлении 760 мм. рт. столба: плотность — 0,7893 г/см³ (кг/л); низшая теплота сгорания — 29,31 МДж/кг (7000 ккал/кг); температура вспышки — 14^oC; температура застывания — -114^oC; температура кипения — 78,4^oC.

Кроме топливной и винной промышленности этанол используется в качестве сырья

Таблица 13

Качество дизельного топлива на основе растительного и нефтяного сырья

Показатели	Рафинады растительных масел					
	Подсолнечное	Соевое	Рапсовое	Хлопковое	Пальмовое	Дизельное топливо
Плотность, кг/см ³	924	923	915	916	913	839
Вязкость, мм ² /с, при 20 ^o C	63	25	77	84	-	4
Низшая теплота сгорания, МДж/л	36	39	37,2	34	38	42
Метановое число	32	21	41	41	-	50
Температура вспышки, ^o C	320	220	305	318	295	80
Температура застывания, ^o C	-16	-11	-18	-4	-8	-22
Содержание серы, %	0,005	0,005	0,005	-	-	0,5

в химической промышленности для получения многих химических веществ (ацетальдегида, уксусной кислоты, этилена, хлороформа и др.), а также в качестве растворителя в лакокрасочной промышленности. Биоэтанол интересует нас как вид топлива.

Общее производство этанола топливного, пищевого и технического в мире в 2004 – 2006 гг. представлено в табл. 14.

Таблица 14

Мировое производство этанола (млн. литров)

Страна	2004 г.	2005 г.	2006 г.
США	13362,3	16117,92	19946,68
Бразилия	15078,42	15978,06	16977,49
Китай	3643,92	3795,12	3845,016
Индия	1746,36	1697,22	1897,56
Франция	827,82	907,2	948,78
Германия	268,38	430,92	764,31
Россия	748,44	748,44	649,02
ЮАР	415,8	389,34	387,07
Великобритания	400,68	351,54	279,72
Испания	298,62	298,62	463,05
Таиланд	279,72	298,62	352,67
Колумбия	-	-	279,72
Весь мир	-	45927	50989,17

Динамика производства топливного биоэтанола показана в табл. 15.

В 2005 г. производство топливного биоэтанола превысило 16 млн. т в нефтяном эквиваленте или 23,115 млн. т, или 29,075 млрд. л. В том же году общее производство биоэтанола (табл. 14) составило 45,927 млрд. л. Таким образом, доля топливного этанола в общем производстве составила 63,3%.

Себестоимость производства биоэтанола по данным Французского института нефти в

2007 г. в странах производителях составила: в Европе — 0,4 – 0,6 EURO/л или 19 – 29 EURO/ГДж; США — 0,16 – 0,23 USD/л или 1 18 USD/ГДж.

Себестоимость бразильского этанола уже сейчас обеспечивает экономическую эффективность, поэтому уже в 2005 г. этанол составил 20% в балансе топлива в Бразилии. Многие другие страны предпринимают государственные меры стимулирования производства биоэтанола по крайней мере по двум причинам: с целью смягчить зависимость от импорта топлива для транспорта и улучшить экологическую обстановку в городах, поскольку 5 – 10%-ная добавка биоэтанола в бензин, снижает вредные выбросы от автомобилей на 40 – 50%, а сам этанол нейтрален по отношению к природному балансу CO₂ — его выделяется при образовании и сжигании этанола ровно столько, сколько поглощено растениями во время роста. Поэтому все государства Европы и многие государства в мире установили определённые цели в объёме использования биотоплива, которые приведены в табл. 16.

Существенным препятствием использования биотоплива в России, как ни странно, является теневой или нелегальный оборот спирта.

В настоящее время имеющиеся мощности спиртовых заводов в несколько раз превышают потребности российской экономики. По оценкам экспертов, ежегодно в нелегальный оборот попадает до 200 тыс. т технического спирта. Его изъятие и перевод на использование в качестве добавки к автомо-

Таблица 15

Динамика производства топливного биоэтанола в мире (тыс. т н.э.)

Страна	1995 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Бразилия	6365	5343	5726	6286	7226	7314	7563
США	2438	2793	3022	3779	5309	6435	7380
Канада	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	130
Всего. Северная и Южная Америка	8803	8136	8748	10066	12535	13750	15073
Европа	н.д.	120	136	245	268	266	454
В том числе Исландия	н.д.	50	50	57	52	128	151
Азиатско-Тихоокеанский регион	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	37	14	654
В том числе Китай	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	643
Всего в мире	8803	8256	8884	10310	12840	14030	16182

Источники: Министерство промышленности, туризма и ресурсов Австралии. Министерство минеральных ресурсов и энергетики Бразилии, Канадская ассоциация возобновляемых топлив. Eur Observer, Национальный совет развития и реформ Китая, Министерство энергетики США

Таблица 16

Страна	Требования
Бразилия	24%-ная смесь этанол/бензин, 2%-ное содержание этанола в дизельном топливе
США	Производить ежегодно 7,5 млрд. галлонов этанола к 2012 г.
Венесуэла	10%-ная смесь с бензином
Евросоюз	2% в 2005, 5,75% биотоплива к 2010 г. (этанол – биодизель)
Китай	Производить ежегодно 3 млн. т к 2010 г.
Аргентина	5%-ная смесь к 2010 г.
Таиланд	В Бангкоке 10%-ная смесь, 5%-ная смесь по всей стране с 2007 г.
Колумбия	10%-ная смесь в больших городах к сентябрю 2005 г.
Манитоба (Канада)	10%-ная смесь до конца 2005 г.
Канада	5%-ная смесь к 2010 г.
Япония	Разрешено 3%-ное содержание этанола в бензине
Индия	5% с ноября 2006 г., 10% — планируется с июля 2007 г.
Австралия	Разрешено 10%-ное содержание этанола в бензине
Новая Зеландия	5% биотоплива к 2008 г. (этанол + биодизель)
Индонезия	10% биотоплива к 2010 г. (этанол + биодизель)
Филиппины	5%-ная смесь с бензином к 2008 г., 10%-ная смесь к 2010 г.
Ирландия	5,75% биотоплива к 2009 г. (этанол + биодизель). 10% биотоплива к 2020 г.
Дания	10% биотоплива к 2020 г.

бильному топливу требует от государственной системы усилий, на которые она в настоящее время явно не способна.

Для производства этанола могут быть использованы производственные мощности всех спиртовых заводов. В России около 15 гидролизных предприятий общей мощностью 19,5 млн. декалитров в год, около 200 заводов по производству этилового спирта из пищевого сырья общей мощностью 125 млн. декалитров в год. Однако востребованы эти мощности всего лишь на 50%. При этом большинство этих предприятий являются градообразующими, обеспечивая посёлки не только работой, но и теплоснабжением.

Экспорт транспортного этанола также может стать в перспективе серьёзным источником валюты и экономически чистым энергетическим товаром России на международном топливном рынке.

В 2002 г. в России произведено из пищевого сырья 1,31 млн. м³ этанола, производство синтетического этанола — 0,15 млн. м³, технического гидролизного этанола составило 0,044 млн. м³. Россия располагает мощностями, используемыми гидролизные технологии, позволяющими производить до 0,2 млн. т гидролизного спирта.

Однако гидролизные технологии, основанные на использовании серной кислоты, являются экологически вредными. Тем не менее, бурный рост биоэтанольной промышленности во всем мире коснулся и нашей страны. В ноябре 2006 г. под Омском началось строительство современного биоэтанольного комплекса мощностью 150 тыс. т в год. Кроме этилового спирта он будет выпускать 240 тыс. кормовой барды, которую будут использовать в мощном свиномкомплексе.

Имеются аналогичные намерения в других субъектах Российской Федерации. Насколько они окажутся жизнеспособными, покажет ближайшее будущее.

В завершение обзора состояния использования ВИЭ в мире приводим табл. 17, в которой представлены основные стоимостные ориентиры по данным Международного Энергетического Агентства и прогноз их изменения. Как видим, основная тенденция — увеличение удельных капитальных вложений и себестоимости электроэнергии от традиционных электростанций будет сохраняться, как и обратная тенденция — уменьшение этих показателей электростанций на возобновляемых источниках энергии.

Состояние использования ВИЭ в России

Первый вопрос, который возникает при рассмотрении этой проблемы: «А нужно ли это всё России, коль скоро у нас хватает традиционных топливных ресурсов на обозримый период?» Конечно нужно, и не только потому, что необходимо сохранить ресурсы для будущих поколений, что само по себе является немаловажным.

Уже сегодня ВИЭ могут внести существенный вклад в:

обеспечение устойчивого, соответствующего принятым в аналогичных климатических условиях тепло- и электроснабжения населения и производства в зонах *децентрализованного* энергоснабжения, в первую очередь, в районах Крайнего Севера и приравненных к ним территорий;

Таблица 17

Существующие и перспективные стоимостные ориентиры в области ВИЭ

	Капитальные вложения, USD/кВт		Себестоимость производства, цент USD/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). Energy technology perspectives, 2006. Scenarios and Strategies to 2050

обеспечение гарантированного минимума энергоснабжения населения и производства (особенно сельскохозяйственного) в зонах неустойчивого централизованного энергоснабжения (главным образом, в дефицитных энергосистемах), предотвращение ущербов от аварийных и ограничительных отключений, особенно в сельской местности и сельской перерабатывающей промышленности;

снижение вредных выбросов от энергетических установок в отдельных городах и населённых пунктах со сложной экологической обстановкой, а также в местах массового отхода населения.

Второй важный вопрос: *а есть ли ресурсы ВИЭ?* Ресурсы есть. При этом в каждом субъекте Российской Федерации есть существенный экономический потенциал по двум – трём видам ВИЭ. В Институте энергетической стратегии были проведены соответствующие работы, результаты которых изложены в Справочнике по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива. В нем приведены данные по России в целом и по всем субъектам РФ, по всем видам ВИЭ, по трём категориям ресурсов: валовому, техническому и экономическому [1].

По России общий технический потенциал составляет огромную цифру — 24 304 млн. т у.т., т.е. в 22 раза превышает объём внутреннего потребления первичной энергии. В то же время оценка экономического потенциала гораздо скромнее — 320 млн. т у.т., что

составляет около 30% от внутреннего потребления.

По отдельным видам ВИЭ получены следующие данные.

Малая гидроэнергетика: технический потенциал — 126 млн. т у.т. (372 ТВт·ч/г), экономический потенциал — 70 млн. т у.т. (205 ТВт·ч/г);

Геотермальная (гидротермальная) энергия — соответственно, 11 870 млн. т у.т. и 114 млн. т у.т.;

Энергия биомассы — соответственно, 140 млн. т у.т. и 70 млн. т у.т.;

Энергия ветра — соответственно, 2 216 млн т у.т. (6517 ТВт·ч/год) и 11 млн. т у.т. (33 ТВт·ч/г);

Солнечная энергия — соответственно, 9 676 млн. т у.т. (28 459 ТВт·ч/г) и 3 млн. т у.т. (8,8 ТВт·ч/г);

Низкопотенциальное тепло — соответственно, 194 млн. т у.т. и 53 млн. т у.т.

Следующий вопрос: *Есть ли оборудование?*

По каждому виду ВИЭ, за исключением ветроустановок мощностью 20 кВт и выше, есть образцы или промышленные мелкие партии оборудования.

Например, по МГЭС — МНТО «ИНСЭТ» г. Санкт-Петербург может выполнять весь комплекс работ: проект — выпуск оборудования — монтаж — наладка — сдача заказчику. При договорном гарантированном заказе эта фирма может существенно развить производственную базу, чтобы обеспечить оборудованием программу развития малой гидроэнергетики.

Удовлетворительная производственная база имеется по солнечным коллекторам, фотоэлектрическим модулям, малым ветроустановкам, биогазовым установкам, тепловым насосам.

Однако развитие массового производства оборудования ВИЭ обусловлено отсутствием заказов. С выходом указанных выше поправок к ФЗ «Об энергетике», можно надеяться на то, что на оборудование для возобновляе-

мой энергетики появится дополнительный платёжеспособный спрос.

Более подробная информация по вышеуказанному оборудованию приведена в [2].

Как обстоят дела с использованием ВИЭ в России в целом?

Динамика выработки электрической энергии на базе ВИЭ за период 2000 – 2005 гг. представлена в табл. 18.

Таблица 18

Выработка электрической энергии в России на базе возобновляемых источников энергии, включая малые ГЭС, млн. кВт·ч

№	ВИЭ	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
1	Ветростанции	2,917	4,12	6,774	10,381	9,864	9,659
2	Геотермальные электростанции	58,199	91,196	149,1	313,1	395,0	396,4
3	Малые ГЭС	2301,2	2371,2	2413,0	2276,7	2401,0	2788,0
4	Тепловые электростанции на биомассе	1895,3	2226,9	2426,5	4750,3	5520,0	5184,0
5	Итого:	4257,6	4693,4	4994,9	7350,5	8665,9	8378,0
7	Производство электроэнергии на электростанциях России	877800	891300	891300	916300	931900	953100
8	Доля возобновляемых источников энергии, %	0,48	0,53	0,56	0,8	0,93	0,88

Источник: Отчеты о технико-экономических показателях и расходе условного топлива на электростанциях России, за 2000 и 2001 гг., Госкомстат России 2001, 2002 и 2003 гг.

Как видно из табл. 18, в 2005 г. на долю ВИЭ с малыми ГЭС пришлось около 0,9%, без малых ГЭС — 0,6%, а на ВИЭ плюс все ГЭС — 19%. При этом основную роль в балансе без ГЭС играют тепловые малые ТЭЦ, использующие отходы деревообработки и целлюлозно-бумажной промышленности.

Динамика доли ВИЭ в производстве тепловой энергии показана в табл. 19. Доля возобновляемых источников энергии в 2005 г. составила 4,9% от отпуска тепловой энергии в России. При этом следует отметить, что данные по отпуску тепловой энергии крайне противоречивы, и для наших оценок важнее абсолютное значение тепловой энергии, полученное за счет ВИЭ, которое в 2005 г. составило свыше 69 млн. Гкал.

Динамика доли ВИЭ во внутреннем потреблении приведена в табл. 20. Доля ВИЭ определена с учетом малых ГЭС и использования дров, данные об объеме использования которых взяты из Российского статистического еженедельника. Однако, по мнению многих экспертов, фактический объем использования дров по крайней мере в три раза превышает официальные цифры. Пользуясь

случаем, хотелось бы призвать специалистов по использованию биомассы к выявлению этого вопроса на уровне субъектов РФ с тем, чтобы можно было определить истинную долю в энергобалансе. На уровне имеющихся оценок доля ВИЭ с учетом малых ГЭС в производстве первичной энергии составила 1,2%, а в потреблении — 2,2%.

Прогноз использования ВИЭ

В настоящее время развернуты работы по Энергетической стратегии на период до 2030 г. Ключевым вопросом стратегии является рост производства электроэнергии и первичной энергии. Институтом энергетической стратегии предложено два сценария: энерго-сырьевой и инновационный.

По энергосырьевому сценарию объем производства электроэнергии в 2020 и 2030 гг., соответственно, должен достичь 1425 и 1820 ТВт·ч, из которых доля ВИЭ без ГЭС составит 40 и 128 ТВт·ч или 2,4 и 8,0%.

При всей скромности этих цифр, их реализация непростая задача. По предварительным оценкам для их достижения необходимо, чтобы установленная мощность ВЭС, соответственно, составляла 1,5 и 6 ГВт, по-

Таблица 19

Отпуск тепловой энергии в России на базе возобновляемых источников энергии, тыс. Гкал

№ п/п	Тип установки	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
1	Тепловые электростанции на биомассе	8900	9720	10668	15550	19592	16773
2	Малые котельные на биомассе	45000	46000	46500	48000	48000	48500
3	Солнечные коллекторы	30,0	31,0	32,0	33,0	35,0	36,0
4	Тепловые насосы	380	390	400	410	450	460
5	Мусоросжигающие заводы и установки	300	300	300	300	300	300
6	Биогазовые установки, станции аэрации	2000	2000	2000	2000	2000	2000
7	Геотермальные системы теплоснабжения	1000	1000	1000	1100	1150	1200
Итого:		57610	59441	60900	67393	71527	69269
Отпуск теплоэнергии, всего в России, без комбыта, млн. Гкал		1420,0	1440,0	1426,9	1422,1	1402,1	1420,0
Доля возобновляемой энергии		4Д	4Д	4,3	4,74	5,10	4,9

* Производство важнейших видов продукции по электроэнергетике, ГНЦ Госкомстата России, 2004, 2005 гг.

Таблица 20

Доля ВИЭ в производстве и внутреннем потреблении первичной энергии в России

	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Производство электрической энергии, млрд. кВт·ч	4,2576	4,6934	4,9952	7,3505	8,665	8,370
Замещение органического топлива за счет производства электрической энергии, млн. т у. т.	1,4646	1,6145	1,7183	2,5285	2,9721	2,882
Производство тепловой энергии, млн. Гкал	57,610	59,441	60,9	67,393	71,527	69,269
Замещение органического топлива за счет производства тепловой энергии, млн. т у. т.	11,4644	11,8229	12,1191	13,3438	14,0908	13,5074
Дрова, млн. т у. т.	5,4	5,2	5,1	5,0	5,0	5,0
Всего, млн. т у. т.	18,3	18,6	19,0	20,9	22,1	21,4
Производство/потребление первичной энергии, млн. т у. т.	1408	1455	1505	1607	1687	1722
Доля ВИЭ в производстве/потреблении первичной энергии, %	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2
	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3	2,29

Источник: Российский статистический ежегодник, 2006

требляемых гидростанций — 0,9 и 2,0 ГВт, тепловых электростанций, использующих биомассу — 5,7 и 21 ГВт, приливных электростанций — 3 и 6 ГВт.

По инновационному сценарию объём производства электроэнергии в 2020 и 2030 гг. составит, соответственно, 1480 и 2000 ТВт·ч, а производство на базе ВИЭ без ГЭС — 57 и 175 ТВт·ч или 3,8 и 8,7%. Для этого необходимо иметь следующие мощности: для ВЭС — 3 и 12 ГВт; для ГеоЭС — 1,0 и 4 ГВт; для ТЭС на биомассе — 7,9 и 23,2 ГВт; для ПЭС — 4 и 10 ГВт. Задача трудная но вполне выполнимая, если она будет решаться на уровне государства.

По энергосырьевому сценарию производство первичной энергии для внутреннего потребления в 2020 и 2030 гг., соответственно, 1240 и 1357 млн. т у.т. При этом доля ВИЭ без дров и ГЭС составит 78,5 и 207,1 млн. т у.т., или 6,3 и 15,3%.

По инновационному сценарию производство первичной энергии для внутреннего потребления достигнет 1330 и 1493 млн. т у.т. Доля ВИЭ без дров и ГЭС достигнет 104,5 и 290,4 млн. т у.т. или 9,2 и 22,8%.

Заключение

Развитие возобновляемой энергетики в мире вызвано следующими основными причинами:

истощаемостью запасов органического топлива и неистощаемостью возобновляемых источников энергии;

экологической чистотой возобновляемых источников энергии, при учете соответствующих технологических ограничений: в геотермальной энергетике — обратная закачка отработанной пароводяной смеси; в малой гидроэнергетике — создание гидротехнических сооружений, которые не препятствуют рыбиходу; в фотоэнергетике — переход на бесхлорные технологии получения кремния «солнечного качества»; в ветроэнергетике — учет путей миграции птиц и расположение ветроустановок на необходимом (200 – 300 м) расстоянии от жилья. Неоспоримое преимущество ВИЭ — отсутствие эмиссии парниковых газов, и даже электростанции и котельные на биомассе или получаемом из нее газе или жидком топливе не увеличивают количество углекислого газа, поскольку при сжигании его выделяется столько, сколько было поглощено растениями и деревьями;

стремлением обеспечить энергетическую безопасность и стабильность в мире, поскольку основные виды ВИЭ доступны всем странам (солнце, ветер, биомасса).

Доля возобновляемой энергии в производстве электрической энергии в мире, включая крупные ГЭС, составляющая 16,5% в 2006 г., увеличится к 2020 г. как минимум до 25%, при этом увеличение будет достигнуто за счет «новых» ВИЭ (ветер, солнце, биомасса, геотермальная энергия).

Развитие использования возобновляемых источников энергии приняло ускоренный характер, особенно быстрыми темпами развиваются фотоэлектричество (40 – 50% рост установленной мощности к предыдущему году) и ветроэнергетика (20 – 25%). Ветроэнергетика в ряде случаев превратилась в самостоятельную отрасль электроэнергетики (Германия, Дания, Испания, Индия и отчасти США).

Существенным недостатком только двух видов ВИЭ — энергии ветра и энергии солнца является их стохастический характер и, отсюда, необходимость аккумуляирования. Аккумуляирование солнечной энергии в виде тепла уже имеет простые технические решения, опробованные на практике и доказавшие свою экономичность. Аккумуляирова-

ние электрической энергии в небольших количествах успешно решается аккумуляторами различных типов. Для больших ветро- и фотоэлектрических станций таким аккумулятором является электрическая сеть. Однако дополнительного дублирования мощности в энергосистеме не происходит, поскольку в энергосистемах всегда есть резервная мощность порядка 10% от максимальной нагрузки. Электростанции на базе остальных видов ВИЭ (гидро, биомасса, геотермальная энергия) лишены указанных недостатков.

Утверждение о высокой удельной стоимости установок ВИЭ и высокой стоимости энергии от них является мифом. В какой-то степени это было справедливо для середины девяностых годов. В настоящее время произошло выравнивание указанных выше стоимостей в результате того, что с ужесточением требований по экологии удельная стоимость традиционных электрических станций, особенно угольных, непрерывно возрастает, а удельная стоимость оборудования возобновляемой энергетики столь же непрерывно снижается. С учетом затраты общества на ликвидацию исследований загрязнения среды обитания человека и дополнительные капитальные вложения в топливные и транспортные предприятия, себестоимость энергии от возобновляемых источников энергии уже сейчас окажется существенно ниже, чем от топливных электростанций.

Развитием возобновляемой энергетики на государственном уровне занимаются различные страны, богатые и бедные, большие и малые, промышленно развитые и развивающиеся, обеспеченные собственными энергоресурсами и необеспеченные, индустриальные и аграрные, северные и южные.

С принятием Государственной Думой в ноябре 2007 года ФЗ №250 «О внесении изменений в ФЗ №35, «Об электроэнергетике» в России появилась основа законодательного обеспечения развития возобновляемой энергетики.

Для преодоления отставания России в использовании ВИЭ, сохранения запасов истощаемых органических топлив для будущих поколений, существенного улучшения энергоснабжения удаленных от электросетей населенных пунктов многих субъектов РФ,

улучшения экологической обстановки в местах отдыха и экологически напряженных районах, необходимо:

в кратчайший срок разработать подзаконные акты, обеспечивающие реализацию требований ФЗ;

разработать и принять Постановление Правительства «О мерах по развитию использования возобновляемых источников энергии» с указанием государственных целей по вводу мощностей на базе ВИЭ и мер по стимулированию достижения этих целей. Установить эти цели в Энергетической стратегии России до 2030 г.;

разработать Программу по использованию ВИЭ до 2020 г. и обеспечить ежегодное финансирование из федерального бюджета в объеме не менее 10% от объема предусмотренного финансирования электроэнергетики, включая атомную;

назначить федеральный орган исполнительной власти, отвечающий за развитие возобновляемой энергетики в России и региональные органы исполнительной власти, от-

вечающие за развитие использования ВИЭ в субъектах РФ (при наличии в субъектах РФ ресурсов ВИЭ);

разработать и принять Федеральный Закон о стимулировании использования ВИЭ для производства тепловой энергии, поскольку по принятым поправкам к ФЗ №35 «Об электроэнергетике» стимулирование распространяется только на производство электрической энергии;

разработать и утвердить комплекс нормативных документов, обязывающих и стимулирующих:

а) хозяйствующие субъекты использовать ВИЭ в определенных природно-климатических условиях;

б) производителей органического топлива использовать ВИЭ («зеленую энергию»).

Приведенные выше мероприятия являются результатом коллективного обсуждения проблемы развития возобновляемой энергии на многих конференциях и совещаниях разного уровня и отражают отечественный и зарубежный опыт.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива** /Под ред. д.т.н. П.П. Безруких М.: ИАЦ Энергия. 2007
2. **Оборудование возобновляемой и малой энергетики. Справочник-каталог.** /Под ред. д.т.н. П.П. Безруких. М.: ООО ИД «Энергия». 2005

ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Копылов А.Е., к.э.н., ОАО «ГидроОГК»

В принятом 4 ноября 2007 г. новом Федеральном Законе № 250¹ в числе прочих поправок в действующий Федеральный Закон «Об электроэнергетике» содержатся положения, впервые в истории страны устанавливающие основы национальной системы поддержки развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Это не первая попытка принять законодательный акт, обеспечивающий экономическую поддержку энергетике на основе ВИЭ. Первый закон, разработанный в 1997 г., пройдя Госдуму и Совет Федерации, был в конечном итоге отклонен Президентом РФ.

Хорошо, что он не был принят тогда, в конце 90 г. За прошедшее десятилетие роль и ме-

сто возобновляемой энергетики в мире и в нашей стране принципиально изменились. Если ещё пару лет назад разработчикам в ходе обсуждения законопроекта о поддержке развития возобновляемой энергетики приходилось слышать скептические слова в своей адрес и напоминание о «безбрежных» запасах ископаемого топлива в России, то сейчас актуальность развития возобновляемой энергетики в нашей стране не вызывает сомнения как у специалистов, так и в Государственных структурах власти. Это новое отношение к ВИЭ получило отражение в новом Федеральном Законе № 250¹. Положения закона, касающиеся поддержки ВИЭ, работа над которыми началась в недрах РАО «ЕЭС России»

ещё в конце 2004 г., представляют собой реализацию уже второй попытки создать в России систему поддержки ВИЭ. Рассмотрим эти положения подробнее.

Что дают положения нового закона для развития возобновляемой энергетики в стране?

Впервые закон² (статья 3) определяет набор источников энергии, относящихся к возобновляемым:

энергия солнца;

энергия ветра;

энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением энергии гидроаккумулирующих станций;

энергия приливов;

энергия волн водных объектов;

геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей;

низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей;

биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива;

биогаз;

газ на свалках, шахтный газ.

Такой набор ВИЭ практически не отличается от используемого, например, в ЕС. При обсуждении перечня ВИЭ при подготовке проекта российского закона было два принципиальных вопроса: статус большой гидроэнергетики и статус торфа.

Часто приходится слышать утверждения, что только малая гидроэнергетика является возобновляемой, а большие станции наносят ущерб природе и поэтому не могут относиться к таковым. На этом основании часть российских специалистов предлагала ввести ограничение мощности в проект закона для отнесения гидростанций к возобновляемым и имеющим право на государственную поддержку. Рассмотрим сначала, как решают этот вопрос в других странах?

Формальный статус гидроэнергетики в европейских странах определяется Директивой Европейского Парламента и Совета 2001/77, которая относит энергию водных потоков к возобновляемым источникам энергии независимо от размеров гидростан-

ций³. При подготовке указанного документа по утверждению европейских специалистов были серьёзные дебаты, которые привели к включению Европейской Комиссией в первоначальный вариант текста Директивы ограничения на размер станций в 10 МВт. В результате переговоров по проекту документа это ограничение мощности было в дальнейшем снято и в окончательный текст не вошло. Основные аргументы в пользу такого решения были следующие.

В Европе большие гидростанции давно не строились и большинство из существующих давно амортизировали свой капитал полностью или в значительной мере. В силу этого они имеют такой уровень затрат на производство электроэнергии, который позволяет им спокойно и с прибылью работать на конкурентных рынках. Стимулирование развития большой гидроэнергетики в Европе не имеет большого смысла, т.к. имеющийся высокий уровень использования её потенциала и ограничения при создании больших водохранилищ не позволяют в большинстве европейских стран строить большие ГЭС. Однако важность и значение больших ГЭС для Европы не снижаются. Подтверждением актуальности этого стало принятие Германией в 2004 г. новой версии закона⁴ (статья 6), предусматривающего распространение льгот на гидростанции мощностью уже до 150 МВт после их реконструкции и при условии сохранения благоприятной экологической ситуации около них.

Потенциал малых ГЭС использован в Европе куда меньше, поэтому большинство государств — членов ЕС стимулируют строительство именно таких станций, и именно эти станции часто требуют дополнительных мер государственной поддержки для работы на конкурентном рынке электроэнергии. По этой причине в законодательных актах многих европейских стран содержатся положения, касающиеся поддержки малых ГЭС. Потенциальных возможностей для строительства новых больших ГЭС в Европе по большому счету нет.

В России с её колоссальным потенциалом гидроэнергетики и сложившимся уровнем его использования ситуация отличается от европейской и предполагает использование разнообразных мер стимулирования развития этой отрасли энергетики без ограничения

мощности новых и существующих станций. Именно эта позиция нашла отражение в тексте закона, относящим все ГЭС к возобновляемым источникам энергии без ограничения мощности. В то же время, при рассмотрении вопроса поддержки необходимо будет установить порог мощности (25 МВт), но характер энергии, производимой большими станциями, при этом не меняется.

В той же Директиве Европейского парламента и Совета 2001/77 прямо говорится о требовании «не ископаемого (*non-fossil*)» характера источника энергии для отнесения его к категории возобновляемых⁵. На этом основании мы не относим торф к возобновляемым источникам энергии, и он не был включён в такой перечень в законе⁶ в отличие от первой версии закона конца 90 г.

С нашей точки зрения, важным является положение закона (статья 3), которое напрямую соотносит расширение использования ВИЭ с категорией энергоэффективности. Теперь, видимо, стоит ожидать конкретных шагов Правительства в направлении практической реализации такого подхода.

В законе устанавливается (статья 21, п. 1) требование к Правительству разработать и утвердить Основные направления государственной политики в сфере энергоэффективности и ВИЭ с установлением показателей доли возобновляемой энергии в балансах производства и потребления энергии по годам. Обратите внимание, что требование закона не ограничивается требованием разработки только государственной политики. В законе указано, что индикаторами в составе такой политики (а, следовательно, и мерой её реализации) должны стать «показатели объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии в совокупном балансе производства и потребления электрической энергии». Причём кроме основных направлений от Правительства требуется разработка соответствующего плана или программы мероприятий по достижению указанных целевых показателей. К этим целям привязывается и вся система мер финансовой поддержки развития возобновляемой энергетики.

Меры поддержки возобновляемой энергетики разрабатывались и формулировались в законе на основе нескольких базовых принципов.

Механизм поддержки должен быть встроены в процесс реформы электроэнергетики, структуру и правила рынков, действующий механизм их администрирования.

Механизм поддержки генерации должен включаться не до, а после запуска проекта и должен быть привязан к объёмам произведённой энергии ВИЭ.

Стимулируется не всё производство энергии ВИЭ, а только то, которое направлено на удовлетворение общественных потребностей. Критерием данных потребностей является продажа такой энергии на рынке.

Кроме поддержки генерации, использующей исключительно ВИЭ, поддержке подлежат также и традиционная энергетика при использовании ею ВИЭ. Речь идёт о производстве электроэнергии на основе возобновляемых и не возобновляемых источников энергии (сжигание угля и древесных пеллет, природного газа и биогаза и др.). То же касается комбинированного производства электрической и тепловой энергии на станциях.

Новая редакция закона устанавливает следующие основные механизмы поддержки производства энергии на основе ВИЭ (рис. 1):

субсидирование затрат на подключение к сетям для генераторов мощностью менее 25 МВт и возможность покрытия других расходов из федерального бюджета (статья 21, п. 1);

возложение на сетевые организации обязанности покупки энергии ВИЭ по фиксированному тарифу, устанавливаемому Правительством, для компенсации своих технологических потерь (статья 32, п. 3);

введение механизма надбавок к цене энергии ВИЭ сверх цены оптового рынка (статья 32, п. 2).

Поддержкой по закону будут пользоваться только предприятия, которые будут признаны Советом рынка «квалифицированными». Правила, критерии и порядок квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования ВИЭ и имеющего право на поддержку, должны быть разработаны Правительством (статья 21, п. 1), а проверять соответствие им будет Совет рынка (статья 33, п. 3), являющийся национальным регулятором по новому закону. Соответствие генераторов на основе ВИЭ требованиям «квалификации» является необходимым при использовании всех мер поддержки, перечисленных выше.



Рис. 1. Схема поддержки генераторов ВИЭ по закону

Другим важным элементом системы поддержки, вводимой новым законом, станет система выпуска специальных сертификатов возобновляемой энергии (статья 21, п. 1) аналогичная системам «зелёных» сертификатов, уже использующихся во многих странах мира. Важно понимать, что система сертификатов не является системой или мерой поддержки ВИЭ, но без этого элемента система не заработает эффективно (рис. 2).

Сертификаты возобновляемой энергии выполняют следующие основные функции: гарантия возобновляемого характера произведённой и проданной на рынке энергии; оценка объемов производства и потребления электрической энергии на основе ВИЭ на уровне отдельного предприятия, региона, страны; в целом, в т.ч. для мониторинга степени достижения целевых показателей ВИЭ, установленных Правительством;

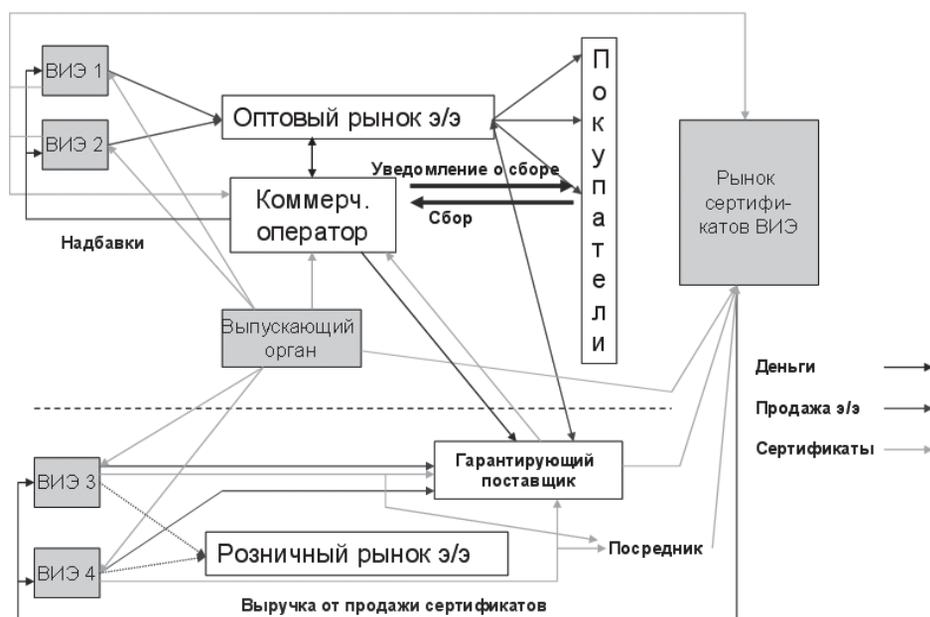


Рис. 2. Основные этапы схемы использования сертификатов при поддержке ВИЭ

сертификаты подтверждают право участников рынка претендовать на поддержку;

погашенные сертификаты подтверждают выполнение добровольных обязательств корпораций путём предъявления их контролирующему органу.

Конечно, все эти положения закона смогут заработать только после принятия Правитель-

ством соответствующих подзаконных актов и решений. Они должны установить: порядок выплаты надбавок к цене энергии на рынке и их уровень, тариф и порядок покупки этой энергии сетевыми организациями, дополнения в правила электроэнергетических рынков, а также утвердить положение о Национальном органе сертификации энергии ВИЭ и др.

¹ ФЗ № 250 от 4 ноября 2007 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России», «Российская газета», 8 ноября 2007 г.

² ФЗ № 35 от 26 марта 2003 г. «Об электроэнергетике» с поправками от 4 ноября 2007.

³ Directive 2001/77 of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, article 2, section «а».

⁴ Erneuerbare-Energien-Gesetz, (EEG). Любопытно, что недавно уже 12-я европейская страна, Ирландия, объявила о принятии немецкого закона за основу при разработке своего национального закона о возобновляемой энергетике. Это означает превращение немецкого закона в европейский стандарт законодательства на эту тему «де-факто».

⁵ Directive 2001/77 of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, article 2, section «а».

⁶ В мире отсутствует единая позиция относительно необходимости стимулировать использование торфа в качестве источника энергии. Рассмотрение этого вопроса выходит за рамки задач настоящей статьи, и поэтому здесь мы просто ограничимся констатацией «не возобновляемого» статуса этого вида топлива. Это не отменяет возможности стимулирования использования торфа, но уже в качестве местного топлива.

О НЕОБХОДИМОСТИ ОБЩЕСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ

Кутовой Г.П., д.э.н., академик РАЕН и РАПЭ

Эпоха реформирования хозяйствующих структур в электроэнергетике, начавшаяся в 1992 г. (Указ Президента РФ от 16.08.92), завершается в июне 2008 г., когда в итоге электроэнергетика вместо одного общероссийского производственно-хозяйственного холдинга будет представлена несколькими сотнями хозяйствующих субъектов в сферах производства, передачи и распределения электроэнергии, пользующимися для реализации своих технологических функций и коммерческих задач услугами системного оператора, администратора торговой сети и множества энергосбытовых компаний.

Трудно переоценить значимость системно сложнейшей комплексной работы, выполненной как государственными организациями, так и работниками непосредственно РАО «ЕЭС России», а также Правительством РФ и Законодательным Собранием РФ, которые обеспечили переход электроэнергетики на работу в новых рыноч-

ных условиях на новой нормативной и правовой основе и не допустили при этом сколько-нибудь значимых сбоев в энергоснабжении потребителей. При этом, эпоха завершающихся реформ в электроэнергетике не создала нечто совершенное и не допускающее в дальнейшем каких-либо изменений по форме и по существу. Наоборот, субъекты электроэнергетики уже на новом этапе своего развития получают такую степень свободы в своей хозяйственно-производственной деятельности, которая обеспечит им реализацию своих коммерческих интересов в рамках установленных законодательством правил.

На этом можно было бы поставить точку, если бы рассматривать электроэнергетику как совокупность хозяйствующих субъектов и не учитывать вероятные последствия реформ для сферы потребления электро- и тепловой энергии, ради которой задумывались и реализовывались рыночные рефор-

мы, так как электроэнергетика в настоящее время это не только инфраструктурная составляющая для реального сектора экономики, но и важнейшая система жизнеобеспечения человека наряду с водообеспечением, экологией и другими составляющими. Поэтому потребителям электроэнергии, которые своими финансами оплачивают не только производственные затраты в энергетике, но и обоснованные затраты по эффективному ее развитию во всех производственных сферах небезразлично знать, как будет развиваться и функционировать электроэнергетика и велики ли для промышленного бизнеса риски в тех планах — прогнозах, которые сегодня с подачи РАО «ЕЭС России» получают одобрение в Правительстве РФ.

Рассмотрим временной фактор, как общий для всех сфер производства и потребления электроэнергии.

Реформа, начатая в 1992 г., в период начала глубокого спада энергопотребления в промышленном секторе экономики, когда производственные мощности электростанций существенно (в 1,5 раза) превышали максимальный спрос, т.е. реально существовала ситуация превышения предложения над спросом как важнейшее и определяющее условие рыночных отношений имела очень хорошие перспективы, но встретила упорное сопротивление — неприятие среди ряда авторитетных профессиональных энергетиков.

В спорах о том, каким путем реформировать электроэнергетику, было потеряно 10 лет. За этот период, начиная с 1997 г., спрос на электроэнергию стал ежегодно нарастать по мере того, как в промышленности и в других сферах жизнедеятельности активизировалось предпринимательство, и заводы начали работать. В настоящее время уровень энергопотребления по стране в целом уже достиг уровня 1990 г., вместе с тем, ввода новых энергетических мощностей в работу было настолько мало, что в 2008 г. уже можно говорить не об избытке энерго мощностей, а об их дефиците, и не о каком превышении предложения над спросом в часы максимальных нагрузок речь уже не идет. Следовательно, потребители электроэнергии рискуют вместо рыночных выгод с понижением тарифов на электроэнергию получить возра-

стающие ограничения в электроснабжении и растущие тарифы на электроэнергию без всякого выбора для себя.

Каковы же могут быть причины ограничений в энергоснабжении потребителей, если рассматривать их применительно сложившихся видов деятельности в электроэнергетике.

В сфере производства электроэнергии существующая ныне структура генерирующих мощностей, накопившиеся проблемы их реконструкции и модернизации, а также одобренная техническая политика по строительству и вводу новых энерго мощностей свидетельствуют о том, что планируемое наращивание энерго мощностей в размере 41 млн.кВт в ближайшие 5 лет не может быть своевременно обеспечено:

проектно-сметной документацией (кадровый кризис в проектом деле);

квалифицированными кадрами и соответствующими мощностями строительно-монтажных организаций;

производственными мощностями энергомашиностроительного комплекса для поставки на стройплощадки энергосилового оборудования, отвечающего современным требованиям, в т.ч. экологическим;

топливными ресурсами для электростанций (кроме атомных) и, в первую очередь, природным газом для новых электростанций с ПГУ;

Если рассматривать эти факторы в привязке к 5 – 7-летней перспективе, то как каждый из них сам по себе в отдельности, так и все вместе взятые они становятся ограничительными условиями для развития экономики, т.к. дефицит электроэнергии является для нее непреодолимым препятствием.

Иногда можно слышать такой контраргумент, что при наличии необходимых финансовых средств все вышеназванные ограничения можно снять. И с этим никто не будет спорить. В данной ситуации, если даже имеются деньги для этих целей, решить задачу ввода электро мощностей (41 ГВт за 5 лет) не удастся из-за технологической нехватки времени, т.к. для ввода в строй действующих энергоблока в атомной энергетике требуется 7,5 лет, в тепловой угольной энергетике для крупных энергоблоков требуется около 6 лет, а для тепловых газовых электростанций с ПГУ потребуются 4,5 – 5 лет. А если учесть, что в на-

стоящее время ведется строительство лишь на половине для вышеназванного ввода энерго мощностей стройплощадок, то можно с определенной степенью точности прогнозировать цифру ввода энерго мощностей не более 15 млн. кВт за 5 лет. Этот прогноз представляется даже оптимистическим, если не будут приняты срочные организующие меры со стороны Минпромэнерго России, Росстроя и других организаций, включая непосредственно энергетические компании, как заказчиков строительства.

В связи с этим представляется целесообразным централизовать управление инвестиционными ресурсами электроэнергетики в одной инвестиционной компании с целью обеспечить целевое и эффективное их использование.

В сфере купли/продажи электроэнергии есть определенные организационные успехи как в оптовой торговле электроэнергией, так и на розничном рынке, но слишком медленно, очень робко расширяется сфера свободной торговли. Долгосрочные договора в регулируемой сфере больше похожи на принудительно-распределительную систему, избавиться от которой Правительство России предписало лишь к 2012 г. Не практикуется биржевая торговля фьючерсами и форвардными контрактами.

Биржевая торговля этими документами давно отработана на электроэнергетических рынках Великобритании, Испании, Швеции и др. стран, перешедших на рыночные отношения в электроэнергетике, а в нашем родном Отечестве этот вид торговли почему-то не применяется. Доступ в рыночную систему ОРЭМ очень усложнен, в т.ч. для трейдеров, без которых рынок всегда будет оставаться ущербным.

На потребительском рынке наличие гарантирующего поставщика в виде энергосбытовой организации уже проявило себя как появление регионального монополиста, который ведет себя не как организация, не имеющая права отказать в энергоснабжении любому, обратившемуся к ней потребителю, а как организация, принуждающая всех потребителей на той или иной территории заключать только с ней договора на поставку электроэнергии независимо от того, хочет или не хочет этого сам потребитель, практически лишая его возможности работы с другой независимой энергосбытовой организацией.

Представляется нужным возложить функции гарантирующего поставщика на соответствующую территориальную электросетевую организацию (ТСО), а сферу сбыта сделать действительно конкурентной средой.

В сфере распределения электроэнергии идеология развивать распределительную электрическую сеть фактически только за счет средств вновь появляющихся и дополнительно наращивающих электрическую мощность предприятий представляется ошибочной и тормозящей развитие экономики нашей страны.

Статистика ФСК свидетельствует о том, что за последние три года около 60% заявок на техническое присоединение новых электропотребителей было отказано.

Суммарная электрическая нагрузка новых потребителей, которым за три года отказано в присоединении, по данным ФСК, составила 8,0 млн кВт. Значит, вместо того, чтобы строить новые электростанции и вводить в строй действующих 8,0 млн. кВт можно просто отказать в присоединении к сетям новым потребителям и тем самым обеспечить баланс спроса и предложения! А как же решать проблему удвоения ВВП, поддерживая предпринимателя? А ведь этой практике уже, как минимум, три года и если она будет продолжена, то мы действительно сможем «решить» проблему надежности и стабильности электроснабжения только существующих потребителей, не наращивая суммарную установленную мощность электростанций. Сохранив в Законе право для электросетевых компаний отказывать новому потребителю в присоединении к электрическим сетям, мы тем самым поставили почти непреодолимое препятствие для развития предпринимательства.

В свете вышесказанного предлагается на законодательном уровне :

отменить право для ТСО отказывать в технологическом присоединении к электрическим сетям новым потребителям, обязав их за свой счёт разрабатывать схемы внешнего энергоснабжения заявляемых электрических нагрузок с определением стоимости соответствующих мероприятий по развитию системных электрических сетей до границы балансовой принадлежности;

обязать ТСО ставить вопрос перед регулирующим органом о включении соответству-

ющих затрат в состав инвестиционной составляющей тарифов на транспорт электроэнергии, либо заключать с потребителем инвестиционное соглашение для последующего возврата потребителю-инвестору вложенных средств на финансирование развития электросетевого хозяйства ТСО.

Сфера топливного обеспечения электростанций и потребителей — очень непростая многопрофильная проблема, от оптимального решения которой зависят темпы нашего социально-экономического развития. В этой связи можно сделать несколько замечаний.

Представляется весьма спорной торговая концепция ОАО «Газпром» о том, что отечественный рынок газа должен быть равноприбыльным по сравнению с зарубежным. Если учесть геополитические интересы Газпрома строить за счет отечественных потребителей десятки тысяч километров газопроводов для того, чтобы обеспечить газом надежно и на многолетнюю перспективу зарубежных потребителей — наших конкурентов на рынках промышленной продукции, то, наверное, такой подход можно понять. Но зачем это делать?

Поднять цены на газ внутри нашей страны до уровня мировых (европейских) 125 USD за 1000 м³ в 2012 г. — это означает уменьшать прибыль наших промышленных предприятий во всех обрабатывающих отраслях на общую сумму около 500 млрд руб. и вынудить их свернуть свои инвестпроекты по техническому перевооружению фактически на всех профильных отраслевых заводах и, не исключено, обусловить их уход с внешних рынков тех товаров, которые еще пользуются спросом.

За этим стоит проблема сокращения рабочих мест и снижение налогооблагаемой базы, так как повышение цены на газ автоматически повышает стоимость электроэнергии и тепла, что также повысит оплату энергоресурсов предприятиями. Сторонники такой концепции повышения цен на газ приводят такой аргумент: газ нужно продавать дороже, тогда его будут экономить, а кому газа не достанется вовсе, тот пусть использует в качестве топлива уголь.

Действительно, газовое изобилие кончилось для отечественного потребителя, как только промышленность вышла на уровни потребления газа Советской России, так как

начали работать, хотя и постаревшие за 17 лет, старые промышленные производственные фонды, производя продукцию, в том числе на экспорт, благодаря дешевому газу. Предприятия за счет заработанных собственных средств и прибыли приступили к технологическому обновлению своего производства для выпуска новых востребованных на рынке товаров. У них фактически нет иных производственных статей затрат, снижая которые можно конкурировать с иностранными производителями, кроме двух статей: оплаты труда и энергоносителей. Если по поводу оплаты труда комментарии излишни, то относительно энергоресурсов представляется обоснованным считать, что нашей холодной северной стране сам бог даровал природный газ, чтобы мы выжили в жестоком мире конкуренции, оплачивая газ по экономически обоснованным ценам, и не надо загонять себя снова в экономическую стагнацию за счет высоких цен на газ, вынуждать предприятия возвращаться к угольным технологиям, которые в нынешних условиях нашим предприятиям, в том числе электростанциям, обойдутся почти в два раза дороже газовых и, следовательно, им потребуются дополнительные капитальные вложения и время на технологическую реконструкцию.

В качестве альтернативы предлагается концептуально проработать другой вариант энергообеспечения и топливного энергодобавления страны в пределах тех же объемов добычи угля и природного газа, которые заложены в одобренной Правительством России энергетической стратегии. Принципиально изменить структуру энергопотребления: на отечественном рынке увеличить потребление газа, а недостающие объемы экспорта газа восполнить поставками угля, уменьшив соответственно его поставки на внутренний рынок. При обязательствах гарантировать уже закрепленные договорами экспортные поставки газа целесообразно увеличить экспорт угля для удовлетворения растущего спроса на энергоресурсы за рубежом.

Еще раз нужно подчеркнуть — речь идет не о сокращении объемов экспорта топливных ресурсов, а об изменении структуры поставляемых видов топлива за счет существенного увеличения доли угля и соответ-

ствующего снижения доли природного газа, выполняя при этом ранее заключенные долгосрочные обязательства по экспортным поставкам газа. Из-за различной стоимости потребительских свойств угля и газа наша промышленность в этот период может обеспечить свою конкурентоспособность.

Есть еще один аргумент в пользу увеличения экспорта угля — это отсутствие отечественных технологий по его эффективно-энерготехнологическому использованию, а зарубежные технологии достаточно дороги и несовершенны. Поэтому, оставляя для отечественной промышленности газ, а импортерам угля предлагая развивать угольные технологии, мы можем через какое-то время (15 – 20 лет) вернуться к существовавшему увеличению использования угля, но в условиях, когда угольные технологии, например, в европейских странах, будут доведены до совершенства, и отечественным предприятиям замена газа углём обойдётся тогда гораздо дешевле.

Насколько рационально или несостоятельно вышеизложенное предложение может определить публичная экспертиза концепции Газпрома о равноприбыльности для него внутреннего и внешнего рынков газа. *Представляется целесообразным провести в Государственной Думе парламентские слушания по этой проблеме.*

В заключение хотелось бы отметить следующее:

1. Отечественная экономика в настоящее время находится в стадии подъема промышленного производства с огромными по своим масштабам задачами технического и технологического перевооружения основных производственных фондов. Промышленным предприятиям для этих целей нужно как никогда сохранить возможность формировать инвестиционные источники, в первую очередь, за счет собственных средств и возможность получать дешевые кредитные ресурсы, так как нельзя обеспечить достойное социально-экономическое развитие нашей страны за счет гипертрофированного развития только одной или даже нескольких сырьевых отраслей.

2. Для развития отечественной электроэнергетики на предстоящие 15 – 20 лет необходимо продлить так называемую газовую паузу, обеспечивая поставки газа для электроэнергетики и промышленного сектора экономики по экономически обоснованным ценам, отказавшись от ценообразования на принципах обеспечения равноприбыльности поставок газа на отечественном и зарубежном рынках.

3. Провести публичное обсуждение (экспертизу) расчетов экономической эффективности разных вариантов развития нашей экономики и топливно-энергетических отраслей России.

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Стребков Д.С., д.т.н., ГНУ ВИСЭХ

Глубокий социально-экономический и политический кризис в России не мог не коснуться одной из жизненно важных ее отраслей — энергетики. Сегодня со всей остротой встала проблема энергетической безопасности страны.

Осознание проблемы энергетической безопасности в мире впервые произошло в связи с многократным повышением цен на нефть из-за израильско-арабского конфликта. Угроза полного прекращения ее поставок послужила причиной принятия западными странами радикальных мер по обеспечению энергетической безопасности. Франция, например, очень быстро переориентировала электроэнергетику

на атомную, начались поиски альтернативных источников снабжения нефтью, не зависящих от Ближнего Востока, были реализованы крупные программы по энергосбережению.

Энергетическая безопасность России может быть обеспечена при наличии новых технологий, разумной государственной политики и программ по стимулированию использования новых энергетических технологий, привлекательной инвестиционной и налоговой политики для развития новых отраслей промышленности и производства новых материалов. Сегодня энергетическая безопасность для России — важнейшая составляющая национальной безопасности.

Энергетика влияет на национальную безопасность не только напрямую, когда дефицит энергоресурсов или их стоимость тормозят жизнедеятельность регионов, но и косвенно, когда из-за снижения продажи нефти, газа, электроэнергии энергетические предприятия и государственный бюджет недополучают необходимые средства.

Основными направлениями повышения энергетической безопасности являются:

1. Распределенное производство энергии. Увеличение объема децентрализованного производства энергии до 50% от общего производства энергии.

2. Бестопливное производство энергии. Увеличение объема энергетического использования биомассы, доли гидроэнергетики, солнечной и ветровой энергетики до 50%.

3. Диверсификация внутреннего рынка топлива с заменой 50% потребления нефти и природного газа на биотопливо и пиролизный газ из энергетических плантаций биомассы.

4. Замена воздушных линий электропередач на кабельные линии.

5. Сокращение потребления моторного топлива на транспорте за счет использования гибридных автомобилей и высокочастотного бесконтактного электрического транспорта.

6. Энергосбережение.

Рассмотрим эти направления более подробно на примере конкретных инновационных проектов.

Распределенное производство энергии

Цель: увеличение объема децентрализованного производства и потребления энергии до 50% от общего объема потребления.

Пути решения:

рассредоточенное строительство когенерационных электростанций малой мощности 30 кВт – 3МВт с использованием газотурбинных и газопоршневых установок;

замена всех газовых котельных на когенерационные энергетические установки.

Бестопливное производство энергии

Цель: увеличение объема энергетического использования биомассы, доли малой гидроэнергетики, солнечной, геотермальной и ветровой энергетики до 50% в общем объеме производства энергии. Реализация этой цели решает задачи распределенного производства энергии.

Пути решения:

освоение новых технологий экологически чистой возобновляемой энергетики;

создание новой отрасли промышленности по производству солнечного кремния 1 млн. т/год и фотоэлектрических модулей 10 ГВт/год, замещающих за 30 лет работы 1 млрд. т нефти.

Программы:

один миллион крыш с возобновляемыми источниками энергии (рис. 1);



Рис. 1. Программа «Миллион крыш» в действии

малоэтажное строительство с обязательным использованием возобновляемых источников энергии;

создание энергосистемы Восточная Сибирь — Белоруссия с использованием возобновляемых источников энергии с круглосуточным производством электрической энергии.

Диверсификация внутреннего рынка топлива с заменой 50% потребления нефти и природного газа на биотопливо и пиролизный газ из энергетических плантаций биомассы

Цель: замена 50% объема внутреннего потребления нефти и газа на биотопливо и пиролизный газ из энергетических плантаций в первую очередь, в аграрной энергетике.

Пути решения:

освоение новых технологий быстрого пиролиза получения жидкого и газообразно-

го топлива из биомассы и растительных отходов с выходом биотоплива 50 – 70% по массе сырья.

На 30 млн. га заброшенных земель в России можно вырастить энергетические плантации с годовым объемом сухой биомассы 450 млн. т и получить 200 млн. т биотоплива (рис 2).



Рис. 2. Энергетические плантации сорго в Ростовской области селекции чл-корр. РАСХН В.Н. Малиновского (справа), урожайность 80 т/га, выход биотоплива 7 т/га

Экономические показатели производства биодизельного топлива методом быстрого пиролиза растительной массы сорго: затраты на выращивание сорго — 2000 руб/га; урожайность по сухой биомассе — 15 т/га; производство биодизельного топлива — 7,0 т/га; себестоимость биодизельного топлива — 6000 руб/т.

Продажная цена биодизельного топлива — 10 000 руб/т. Годовой объем продаж с 1 га: 10 000 руб/т x 7,0 т/га — 70 000 руб/га.

Выращивание пшеницы:

средняя урожайность — 2 т/га; продажная цена — 3 500 руб/т; годовой объем продаж с 1 га — 7 000 руб/га.

Замена воздушных линий электропередач на кабельные линии

Цель: повышение надежности электропитания при воздействии природных и

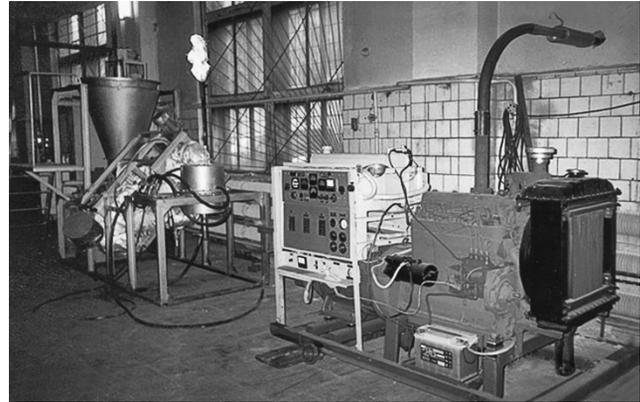


Рис. 3. Общий вид установки для получения жидкого и газообразного топлива производительностью 0,5 т/сутки и дизель-генератор (справа) электрической мощностью 30 кВт

техногенных факторов, а также террористических актов; освобождение земли и улучшение экологической обстановки.

Пути решения:

освоение резонансных технологий передачи электрической энергии по подземным однопроводниковым волноводам на повышенной частоте;

высвобождение земли при замене ЛЭП на кабельные однопроводниковые линии: Санкт-Петербург — 776 км ЛЭП — 40 000 га, Москва — 1000 км ЛЭП — 60 000 га.

Стоимость работ в городах: 1500 – 3000 USD/100 м.

Сокращение потребления моторного топлива на транспорте

Цель: сократить потребление моторного топлива и вредных выбросов при использовании автомобильного транспорта на 50%.

Пути решения:

организация производства гибридных автомобилей: ДВС – генератор – аккумулятор – электропривод;

освоение технологии высокочастотного бесконтактного электрического транспорта: электрическая подстанция – однопроводниковая резонансная линия – бесконтактный троллей – аккумулятор – электропривод (рис. 4).

Энергосбережение в зданиях

Цель: Сократить энергетические затраты в ЖКХ на 25%, что эквивалентно для Москвы снижению затрат на строительство новой ТЭЦ мощностью 3000 МВт

Пути решения:

новые технологии активной теплозащиты зданий с использованием вакуумной тепло-



Рис. 4. Макетный образец электромобиля с электроснабжением от однопроводниковой кабельной линии, проложенной в дорожном покрытии

изоляции позволяют увеличить поступление тепловой энергии в зданиях на 5000 кВт · ч/г и снизить потери энергии в зданиях на 25%, в теплицах на 50% (табл.1);

замена ламп накаливания на высокоэффективные источники света позволяют снизить затраты на освещение в зданиях на 25%.

Все рассмотренные направления повышения энергетической безопасности России основаны на новых запатентованных Российских технологиях и могут быть реализо-

Таблица 1
Сопrotивление теплопередачи активной теплозащиты с вакуумной теплоизоляцией зданий, теплиц и солнечных установок

Наименование	Толщина, мм	Сопrotивление теплопередачи м ² ·°С/Вт
Один лист стекла	6	0,17
Два листа стекла с зазором 16 мм	30	0,37
Вакуумная теплоизоляция	6	0,44
Вакуумная теплоизоляция с ИК - покрытием на одном стекле	6	0,85
Вакуумная теплоизоляция с ИК - покрытием на двух стеклах	6	1,2
Двойная вакуумная теплоизоляция с ИК - покрытием на двух стеклах	12	2,0
Кирпичная стена 2,5 кирпича	64	1,2

ваны в течение 25 – 50 лет в рамках инновационных проектов и новой энергетической стратегии России.

ПРИЛИВНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ПЭС) — ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ, ЗАПАСАЕМОЙ В ВОДОРОДЕ

Усачев И.Н., к.т.н., Шполянский Ю.Б., к.т.н., Историк Б.Л., д.т.н. (ОАО «НИИЭС»), Кузнецов В.П., Фатеев В.Н., Князев В.А. (РИЦ «Курчатовский институт»)

Развитие мировой энергетики в XXI в. предполагает активное использование возобновляемых источников и экологически безопасных видов энергии, в числе которых рассматривается и приливная энергия [1].

В настоящее время и на перспективу представляются актуальными возможности использования постоянной по среднемесячной величине энергии морских приливов для выработки водорода.

Российская модель использования приливной энергии на основе российского же бесперебойного способа строительства апробируется уже в течение 40 лет на Кислогубской ПЭС им. Л.Б.Бернштейна. Этот опыт позволяет преодолеть технический (прерывистый поток

энергии) и экономический (стоимость капложений в новые ПЭС и ГЭС идентичны) «барьеры». При этом показательно, что на промышленной ПЭС «Ране» во Франции стоимость энергии дешевле энергии работающих совместно с ней в единой энергосистеме ТЭС, АЭС и ГЭС, и тенденция разрыва этих стоимостей со временем все более увеличивается в пользу ПЭС.

Исследуемые в ОАО «НИИЭС» Мезенская, Тугурская и Пенжинская ПЭС суммарной мощностью 107 ГВт могут вырабатывать 250 ГВт · ч/г. Для сравнения оставшийся неосвоенным речной техникой энергопотенциал России оценивается в 1670 ГВт · ч/г.

При этом, на Пенжинской ПЭС мощностью 87,4 ГВт (южный створ), либо 21,4 ГВт

(северный створ), учитывая отсутствие в районе энергосистем и неостребованность электроэнергии, возможна дискретная работа на энергоемкий потребитель — регулятор, например, производство водорода, который затем транспортируется к возможным потребителям.

Характеристика приливной энергии и приливных электростанций в России

Теоретический энергетический потенциал прилива оценивается различными авторами в 2500 – 4000 ГВт, что сопоставимо с технически возможным речным энергетическим потенциалом (4000 ГВт). Реализация приливной энергии в настоящее время намечается в 139 створах побережья Мирового океана с ожидаемой выработкой 2037 ГВт·ч/г, что составляет около 12% современного энергопотребления в мире.

В России в результате 70-летних изысканий определена целесообразность строительства в XXI в. семи ПЭС в створах Баренцева, Белого и Охотского морей (табл.1) [2].

Таблица 1

Характеристика ПЭС России

ПЭС	Море, макс. прилив, м	Стадия, год	Мощность, ГВт
1	2	3	4
Кислогубская	Баренцево, 3,95	Работает с 1968 г.	0,04
Северная	Баренцево, 3,87	ТЭД, 2006 г.	12,0
Мезенская	Белое, 10,3	Материалы к ТЭД, 2006 г.	8,0
Пенжинская (южный створ)	Охотское, 11,0	Проектные материалы, 1972 – 1996 гг.	87,9
Пенжинская (северный створ)	Охотское, 13,4	Проектные материалы, 1983 – 1996 гг.	21,4
Тугурская	Охотское, 9,0	ТЭО, 1996 г.	6,8 – 7,98
Малая Мезенская	Баренцев, 3,95о	Работает с 2007 г.	0,15

Сопоставление возможного энергопотенциала ПЭС с потенциалом действующих в России электростанций показывает, что приливные электростанции даже при их полном развитии не решат всех проблем энергетики. Однако в удаленных от центра остродефицитных регионах Севера Европейской части страны и Дальнего Востока при-

ливные электростанции могут полномасштабно решить актуальные проблемы энергетики и экологии этих регионов. Использование энергии приливов позволяет реализовать ее основное положительное качество — гарантированное постоянство среднемесячного потенциала в сезонном и многолетнем периодах для обеспечения эффективной гармоничной работы с электростанциями различных видов, в т.ч. по технологии выработки водорода.

Более 150 лет во всем мире пытались приспособиться к суточной прерывистости и внутримесячной неравномерности приливной энергии путем применения неэффективных многобассейновых схем, приводящих к удорожанию сооружений и энергии ПЭС и в связи с этим не выдерживавших конкуренции с другими типами электростанций. Проблема заключалась в том, что использование ПЭС рассматривалось изолировано, при этом энергия ПЭС в лунном времени не совпадала с необходимым для жизнеобеспечения дневным потреблением энергии. Разработанные и апробированные в России и во Франции модели использования приливной энергии в однобассейновых установках существенно меняют ситуацию. Однобассейновые установки дают наибольшее количество энергии при наименьших затратах. Направление их пульсирующей, но неизменно гарантированной энергии в энергосистемы позволило совместить работу ПЭС с другими электростанциями, что в принципе решило проблему использования приливной энергии.

Оценка эксплуатируемых ПЭС и современных проектах ПЭС показывает, что в техническом аспекте проблема их строительства практически полностью решена. Так, в России по проектам института «Гидропроект» при сооружении ПЭС, ЛЭП и морских гидротехнических комплексов успешно апробирован наплавной способ строительства (без перемычек), ускоряющий в 1,5 – 2 раза сроки возведения объектов и удешевляющий их стоимость на 33 – 42% [2]. Особое значение имеет опыт наплавного способа строительства крупных блоков водопропускных сооружений в защитной дамбе г. Санкт-Петербурга, которые можно рассматривать в качестве прямого прототипа для наплавных блоков будущих мощных Мезенской, Тугур-

ской и Пенжинской ПЭС. Продолжительность строительства ПЭС с применением наплавного способа меньше времени сооружения идентичных ГЭС. Так, пуск первых агрегатов по ТЭО Тугурской ПЭС планируется на конец 2008 г., а в проекте Мезенской ПЭС — в конце седьмого года строительства.

В России разработан принципиально новый, так называемый, ортогональный гидроагрегат (ось перпендикулярна потоку). Более технологичный в изготовлении по сравнению с осевыми гидроагрегатами ортогональный гидроагрегат может быть изготовлен не на специализированных турбиностроительных заводах, а большими сериями на любом механическом заводе или в мастерских. Масса (следовательно и стоимость) ортогональных машин вдвое меньше идентичных по диаметру рабочих колес осевых машин. По сравнению с осевыми машинами ортогональные в холостом режиме обладают в 2 раза большей пропускной способностью, что позволяет значительно сократить водосливной фронт гидроузла. Кроме того, применение ортогональных машин ведет к сокращению (на 30%) объема здания ПЭС.

КПД ортогональных машин (0,75) пока меньше КПД осевых. Однако за счет указанных выше преимуществ затраты на оборудование ПЭС (при равнозначных мощностях и выработке) при применении ортогональных машин снижаются на 50%, а общие капитальные затраты на ПЭС — на 18%. В настоящее время в эксплуатации находится несколько ортогональных гидроагрегатов: на ПЭС Сенез (диаметр рабочего колеса 0,25 и 0,86 м), на Кислогубской ПЭС (2,5 м) и на малой Мезенской ПЭС (5,0 м).

Определяющее значение для долговечности ПЭС имеют разработанные в России технологии создания практически водонепроницаемых ($W > 14$) и особо высокой морозостойкости ($F > 1000$) бетонов. За 40 лет службы в зоне прилива в здании Кислогубской ПЭС в Заполярье в тонкостенной (15 см) конструкции эти бетоны не имеют разрушений, а их прочность повсеместно выше 70 МПа (при проектной 40 МПа). Также уникальное значение имеет 40-летний опыт полной защиты арматуры и оборудования Кислогубской ПЭС от электрохимической коррозии с помощью катодной системы [2].

Уникальна и апробированная в течение

30 лет на Кислогубской ПЭС электролизная установка, полностью обеспечившая защиту турбинных водоводов ПЭС от биологического обрастания [5]. В то же время на ПЭС «Ранс» каждый из 24 агрегатов раз в два года выводится из эксплуатации для очистки поверхностей отсасывающей трубы от обрастателей.

На Кислогубской и ПЭС «Ранс» за четыре десятилетия эксплуатации подтверждена экологическая чистота приливной энергии благодаря биологически проницаемым плотинам ПЭС и сохранению природного ритма приливов в бассейнах станций. Даже при временной изоляции бассейна от моря (на ПЭС «Ранс» из-за ограждения перемычками, на Кислогубской ПЭС из-за остановки станции), флора и фауна бассейнов восстанавливались через 8 – 10 лет, при этом ПЭС положительно влияет на продуктивность рыбной массы, донного сообщества и популяции птиц [5]. Весьма показательны результаты прохода через ПЭС планктонных организмов — кормовой базы рыбного хозяйства. Повреждается около 5% планктона, что практически полностью сохраняет продуктивность отсекаемого от моря бассейна ПЭС.

В итоге можно констатировать, что воздействие ПЭС на окружающую среду носит сугубо локальный характер. ПЭС, практически, не оказывают вредного воздействия на флору, фауну и на здоровье людей.

На сегодня в мире закончены технико-экономические обоснования шести крупных ПЭС: «Северн» и «Мерсей» в Англии, «Кобекуид» и «Камберленд» в Канаде, Мезенской и Тугурской в России. Экономические показатели этих ПЭС фактически не уступают новым ГЭС. Неоднократно назывались и сроки начала строительства ряда этих ПЭС: «Мерсей» в 1994 г., «Северн» в 2000 г. с пуском первых агрегатов в 2006 г., но ни одна из этих ПЭС пока не возводится. Дело в том, что большие сроки возведения и капиталоемкость ПЭС при современных высоких ставках дисконтирования (Канада до 10%, Англия 8%, Аргентина 16%) не могут привлечь к их строительству частные фирмы. Стоимость энергии ПЭС существенно зависит от процента дисконтирования, например, для ПЭС «Северн» при увеличении с 5 до 10% ведет к росту стоимости 1 кВт·ч примерно вдвое.

Однако в настоящее время при стоимости нефти более 120 USD/баррель, интерес к

ряду реализации проектов ПЭС возрос: в Англии возобновились работы по актуализации проекта ПЭС Северная, а в Южной Корее строится ПЭС Сихва.

В России все большее значение приобретает проблема общенациональной экологической безопасности, выходящая за рамки интересов частного капитала. Удовлетворение потребности в электроэнергии за счет сжигания органического топлива ведет к уничтожению лесов, парниковому эффекту, ухудшению здоровья людей. Считается, что в США от вредных выбросов ежегодно гибнет около 50 тыс. человек, хотя правительство расходует на борьбу с выбросами более 30 млрд. долл. в год. В этих условиях экономическое обоснование строительства ПЭС должно учитывать экономическую сторону экологической безопасности ПЭС для природы и населения, что является сильной стороной ПЭС.

Специфика генерирования энергии на одnobассейновой ПЭС, которая считается оптимальной схемой использования приливной энергии, создает некоторые трудности для непосредственного включения ее в энергосистему. Прерывистость энергоотдачи ПЭС в суточном цикле и колебания во внутримесячном периоде перекладывают на другие электростанции энергосистемы ответственность за регулирование режима работы ПЭС, в том числе и использования ее энергии в дни с пониженной нагрузкой. Наиболее простым решением этой задачи (поглощения энергии ПЭС энергосистемой при регулировании ее выработки на максимум) представляется компенсация колебаний мощности ПЭС совместно с работающими ГЭС (или ГАЭС), имеющими достаточный объем водохранилищ.

При работе ПЭС на максимум выработки энергии только около 40% тактов ее работы в генераторном режиме может совпасть с пиковыми часами энергосистемы. Но с помощью дублирующей мощности, работающих в комплексе электростанций и обратимых агрегатов, энергия ПЭС может быть выдана в энергосистему в часы повышенных нагрузок и этим самым может быть достигнуто снижение нагрузки на ТЭС.

Комплекс ПЭС – ГЭС наиболее полно раскрывает возможности ПЭС. Для этого на ГЭС должны быть установлены дополнительные

агрегаты, а в водохранилище ГЭС должен быть выделен дополнительный объем для осуществления компенсирующего регулирования. Такое регулирование по глубине и продолжительности может быть суточным, требующим незначительного увеличения энергетического объема водохранилища, при котором отдача ПЭС в выходные дни переносится на рабочие дни недели, и межсизигийным, которое является основным при совместной работе ПЭС – ГЭС. Ввиду симметричности отклонений от средней величины прилива в течение репрезентативного периода лунного месяца и его небольшого значения необходимый дополнительный объем водохранилища (выраженный в кВт ч) составляет всего 2% годовой выработки ПЭС, что значительно меньше, чем требуется для многолетнего регулирования речной ГЭС.

Согласно энергоэкономическому обоснованию оценки стоимости мощных ПЭС в энергосистеме России, выполненному для Мезенской ПЭС капитальные затраты на сооружение ПЭС составляют 1300 USD/кВт или 0,38 USD/кВт·ч. При установке на ПЭС новых ортогональных машин с сохранением, практически, той же мощности ПЭС ее стоимостные показатели составят 1072 USD/кВт или 0,314 USD/кВт·ч (уровень цен 1991 г.).

Для сравнения стоимостных показателей ПЭС и ГЭС можно привести примеры капиталовложений в строительство новых ГЭС: Гилульской — 1587 USD/кВт или 0,63 USD/кВт·ч и Среднеучурской — 1316 USD/кВт или 0,28 USD/кВт·ч (уровень цен 1991 г.).

Экономичность Мезенской ПЭС во многом определяется наплавным способом ее строительства (на треть дешевле классического) и применением более технологичного и с меньшей массой современного силового оборудования (сокращение затрат на ортогональные гидроагрегаты по сравнению с осевыми машинами).

Кроме того, имеется значительный резерв снижения стоимости эксплуатации ПЭС, если учитывать экономический эффект от экологической чистоты ПЭС по сравнению с ТЭС и компенсации их вредных выбросов в атмосферу.

По данным современных зарубежных проектов ПЭС доходы от эксплуатации ПЭС неизменно превалируют над расходами. Так, в

Англии для ПЭС «Мерсей» мощностью 700 МВт отношение дохода к расходу определено 1,22, а для более крупной ПЭС «Северн» (8,6 ГВт) — это отношение равно 3,0.

Таким образом, благодаря разработанным и апробированным в последние десятилетия новым технологиям, капитальные затраты на строительство ПЭС в настоящее время сравнялись с капитальными на сооружение ГЭС, а себестоимость энергии ПЭС в энергосистеме оказалась ниже себестоимости энергии всех других современных электростанций.

Работа ПЭС на потребителя-регулятора

Циклическая приливная энергия может быть эффективно использована и с помощью потребителя-регулятора. Для этого необходим подбор производств, способных экономично работать в прерывистом режиме и производственный процесс которых легко поддается автоматизации. Требования к таким производствам с небольшим числом часов использования — низкая трудоемкость, минимальная капиталоемкость и возможность складирования продукции.

Для снижения затрат при передаче электроэнергии целесообразно размещение такого потребителя поблизости от малообжитых участков побережья Мирового океана с высокими приливами, где имеется значительная концентрация приливной энергии, которая может сочетаться с энергоемким потребителем-регулятором (например, Пенжинский залив на Охотском побережье России). Немаловажным является также уверенность в устойчивом спросе на получаемую продукцию. Этим условиям удовлетворяют производство водорода и аммиака на его основе. Однако и здесь в связи с тем, что не все стадии процесса регулируемы, должна быть обеспечена часть базисной нагрузки, которая, по предварительным данным, должна составлять не менее 20% максимальной энергетической нагрузки.

В настоящее время и в перспективе основным сырьем для получения водорода и азотной кислоты (через аммиак) является природный газ, расход которого на нужды азотной промышленности исчисляется десятками миллиардов кубометров в год. Особое значение эта проблема потребителей-регуляторов приобретает для использования прерывистой энергии разрабатываемых мощных приливных электростанций.

По предварительным данным в промышленности такими потребителями-регуляторами, способными работать в дискретном или комбинированном режимах, могут стать весьма энергоемкие и относительно малоинерционные процессы электролиза воды с целью получения водорода.

Создание этого производства вызвано необходимостью расширения сырьевой базы промышленности, экономии дефицитного углеводородного топлива и создания систем запаса и передачи на расстояние произведенной энергии.

Некоторые аспекты транспорта водорода

Важным аспектом при формировании систем энергообеспечения на основе водорода является его транспортировка.

Транспорт водорода по трубопроводам следует рассматривать с учетом его использования по месту доставки и некоторых специфических моментов, связанных со свойствами водорода. Это, прежде всего возможность использования водорода для генерации электроэнергии с КПД, существенно превышающим традиционные теплоэнергетические (40 – 45%).

Термодинамический анализ специальных методов использования водорода в электроэнергетике на тепловых и атомных станциях дает значения КПД на уровне 70 – 75%. Применение же нетрадиционных электрогенерирующих установок, например, электрохимических генераторов, может еще повысить этот КПД.

Другим важным свойством водорода является возможность его непосредственного использования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания в ряде химических производств и т.п. (следует также помнить, что водород является единственным экологически чистым видом топлива).

Расчетные оценки эффективности дальнего магистрального транспорта энергии в виде водорода показывают, что при тех же диаметрах труб и компрессорных установках в водород можно передать энергии в 1,5 – 2 раза меньше, чем в природном газе при одинаковых КПД преобразования теплоты сгорания водорода и природного газа в электроэнергию. Если, однако, учесть, что КПД преобразования теплоты сгорания водорода по специальным схемам может достигать 70 – 75%,

а для природного газа при традиционном его использовании КПД составляет 30 – 40%, то эффективности транспорта энергии в виде водорода и природного газа в первом приближении сравниваются, и приобретает смысл детальный технико-экономический анализ конкретных систем водородного транспорта энергии с учетом отмеченного обстоятельства.

При использовании водорода, произведенного из воды, в химической промышленности (производство аммиака, метанола и др.) в расчете на единицу энергии он вытесняет 1,5 – 2 единицы природного органического топлива. Таким образом, при правильном применении водород настолько же эффективен в энергетике, насколько и в химии. Это уникальное свойство водорода как энергоносителя позволяет при разработке и анализе схем различных энерготехнологических комплексов обеспечить существенную экономию природных энергоресурсов, капвложений и трудовых ресурсов по сравнению с традиционными схемами.

Водород как искусственный энергоноситель с примерно одинаковой и высокой эффективностью может быть использован в различных отраслях промышленности (энергетике, химии, металлургии, транспорте и т. д.) для вытеснения природного жидкого и газообразного топлива ядерной энергией и углем. Это уникальное его свойство особенно проявляется при создании энерготехнологических комплексов различных типов. Однако полностью преимущества водорода как энергоносителя удастся реализовать только в том случае, если будет разрабатываться новая техника, специально предназначенная для работы на водороде. В случае автомобиля, например, это бескарбюраторные ДВС с непосредственным впрыском топлива в цилиндры или газотурбинные двигатели; в случае стационарных энергоустановок — это системы с водородным перегревом пара и близкие к ним специальные ГТУ, ЭХГ и т. д. Полностью преимущества водорода выявятся, конечно, только в результате соответствующего системного технико-экономического анализа. Этот анализ, однако, должен проводиться с учетом новых возможностей и показателей перспективной техники, которые могут быть достигнуты при применении водорода,

и, на наш взгляд, прежде всего должен быть направлен на выявление важнейших задач создания такой новой техники.

Что же касается сравнения транспортировки энергии с помощью высоковольтных сетей и по водородным трубопроводам, то результаты расчетов разных авторов дают примерно одинаковые результаты, а именно, при расстоянии транспортировки энергии более 150 – 250 км дешевле оказывается транспорт водорода.

К вопросу о создании экспериментального водородного технологического комплекса на Северной ПЭС

Экспериментальный водородный технологический комплекс на Северной ПЭС предлагается создать с целью отработки совокупности и взаимосвязей технологических вопросов производства на основе энергоисточника – приливов – непостоянного действия, хранения, транспортировки и применения экологически чистого энергоносителя водорода в структуре децентрализованного (локального, регионального) энергообеспечения.

Основные технические параметры комплекса задаются мощностью питания электрической энергией от ПЭС (предлагается 400 кВт), что соответствует производству 100 м³/ч H₂ методом электролиза и обеспечивает работу топливных элементов мощностью 200 кВт. Такой объем производства водорода достаточен для создания регионального полигона для отработки и демонстрации работоспособной технологии децентрализованного производства и потребления водорода для энергообеспечения бытовых нужд и (или) специальных малых производств.

Учитывая новизну решаемой задачи, создание и работа комплекса потребуют научной поддержки и сопровождения. Такая поддержка может быть оказана РНЦ Курчатовский институт. Организационной формой обеспечения научной поддержки может стать научно-технологический Центр, работающий в экспедиционном режиме. Помимо научной поддержки эксплуатации комплекса, основными задачами Центра станут: отработка безопасных технологий хранения, транспортировки и использования водорода; внедрение и отработка образцов оборудования и приборов в системе децентрализованного энергообеспечения.

Для получения водорода электролизом воды в расчете на $100 \text{ нм}^3/\text{ч}$ требуемый расход воды составляет 78 л/ч . Предполагается, что для целей проекта этот расход воды может быть обеспечен источниками как пресной, так и морской воды.

В настоящее время для разложения воды и получения водорода в основном применяется водно-щелочной электролиз. В качестве электролита в воднощелочном электролизере повсеместно применяются водные растворы KOH и NaOH. Щелочные электролизеры производятся рядом компаний, в т.ч. «Norsk Hydro Electrolyser» (Норвегия), например, биполярные электролизеры производительностью 100 и $400 \text{ нм}^3/\text{ч}$, работающие при атмосферном давлении. Энергозатраты на нм^3 водорода $4,1 - 4,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ при плотностях тока до $0,3 \text{ А/см}^2$. Чистота водорода — $99,9\%$, рабочая температура — 80°C , электролит 25% -ный раствор KOH. Цена электролизеров с производительностью $100 \text{ нм}^3/\text{ч}$ H_2 составляет — $225\,000 \text{ USD}$.

В России воднощелочные электролизеры производятся предприятием «Уралхиммаш». Марки производимых заводом электролизеров: СЭУ-8,-10,-20,-40 (рабочее давление — до 6 атм), БЭУ-250 (комбинация из шести СЭУ-40) и ФВ-500 (рабочее давление атмосферное). Электроды всех аппаратов изготовлены из стали и профилированной стали, покрытой слоем никеля; диафрагмы асбестовые. Цена установки СЭУ-40, примерно, 3 млн. руб. ($1,2 \text{ млн. руб.}$ — электролизер, $1,25 \text{ млн. руб.}$ — источник тока и КИП). Технические характеристики СЭУ-40: производительность — $40 \text{ нм}^3\text{H}_2/\text{ч}$, расход электроэнергии — $4,5$ (реально — около $5,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{нм}^3$ водорода и более, после нескольких лет работы) при номинальной плотности тока $0,2 \text{ А/см}^2$, рабочее давление — 6 атм , чистота газов — по водороду $>99,5\%$, рабочая температура — 80°C , масса 30 т .

При определении схемы водородного технологического комплекса (рис. 1) требуется принять решение о замыкающих элементах комплекса: о хранении, транспортировке и использовании водорода. В настоящее время разрабатываются различные технические концепции и средства хранения водорода: баллоны ВД, использование гидридов металлов, абсорбционные

Схема водородного технологического комплекса

Водородный технологический комплекс включает:
 источник питания мощностью 400 кВт (эл.) от ПЭС;
 электролизер;
 систему подготовки воды;
 опреснитель — для случая использования морской воды;
 систему водоочистки — для случая использования пресной воды;
 технологическую обвязку и управление;
 участки и устройства хранения водорода;
 систему транспортировки водорода;
 систему потребления водорода

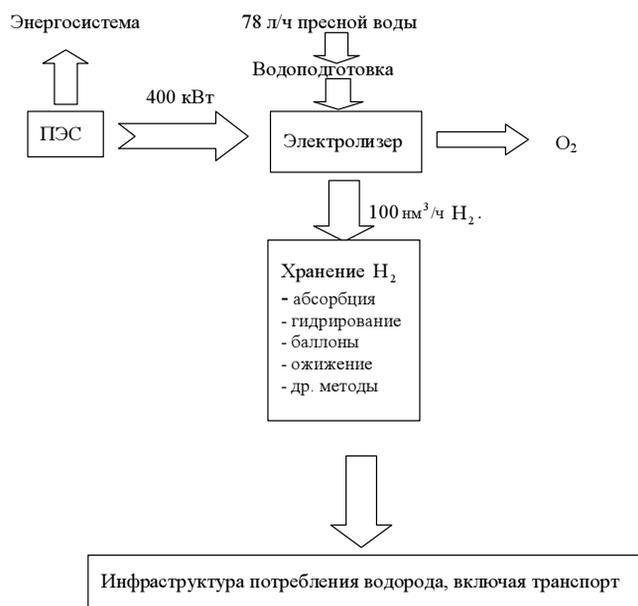


Рис. 1

технологии, прямая подача водорода по газопроводу к потребителю. Выбор схемы хранения или определение решаемых задач по хранению (транспортировке) водорода в рамках эксперимента будут связаны с видом конечного потребления водорода в рамках проекта.

Наиболее убедительным завершением технологического цикла в эксперименте представляется создание примера практической реализации локального нецентрализованного энергообеспечения бытовых или технических нужд на близлежащей территории. Потребление водорода может быть организовано, например, в системе нецентрализованного электрообеспечения населенного пункта или малого производства с использованием топливных элементов с суммарной мощностью около 200 кВт . Удовлетворение технической потребности

представляется предпочтительным ввиду наличия рисков, связанных с освоением водородной энерготехнологии.

Исходя из заданной мощности питания, определяются следующие основные параметры комплекса:

мощность питания (эл.), кВт	400
производительность по H ₂ , нм ³ /ч	100
расход питательной воды, л/ч	78
суммарная мощность топливных элементов (вариант использования водорода), кВт	200

При определении стоимости проекта должны быть также учтены:

- проектные работы и экспертизы;
- капитальные затраты на сооружение и установку объектов комплекса;
- эксплуатационные расходы;
- содержание персонала;
- расходы на приобретение, строительство, организацию и обеспечение вариантов хранения, транспортировки и потребления водорода.

Оценка стоимостных показателей проекта:

Оборудование	Марка	Производительность	Стоимость ^{*)} , руб
Электролизер (с выпрямителем)	Norsk Hydro Electrolyzer (Норвегия)	100 нм ³ /ч	6 000 000
Опреснитель морской воды, или аппарат водоочистки	МС2J (Италия)	130 л/ч	400 000
	(Россия)	100÷250 л/ч	900 000
Обязка и управление комплекса (оценка)	–	–	2 000 000

*) ориентировочно

В 2007 г. введена в эксплуатацию Малая Мезенская ПЭС [7], а в 2008 г. начались проектные работы по Северной ПЭС в губе Долгой Баренцева моря, и именно на этой станции представляется целесообразной организация на её основе водородного технологического комплекса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Новоженин В.Д., Усачев И.Н., Эрлихман Б.Л. Приливные электростанции — источники дешевой, экологически чистой и возобновляемой энергии // Гидротехническое строительство. №12. 1998
2. Бернштейн Л.Б., Силаков В.Н., Усачев И.Н. и др. Приливные электростанции. М.: АО «Институт Гидропроект». 1994
3. Разработка концепции оптимального использования энергии Мезенской ПЭС в объединенной энергосистеме Европы. М.: АО «Институт Гидропроект». 1999
4. Тугурская ПЭС в современном аспекте: ТЭО. М.; АО «Институт Гидропроект». 1996
5. Марфенин Н.Н., Малютин О.И., Усачев И.Н. и др. Влияние приливных электростанций на окружающую среду. М. 1995
6. Усачев И.Н., Историк Б.Л., Шполянский Ю.Б. Научное обоснование применения нового ортогонального гидроагрегата на приливных электростанциях и низконапорных ГЭС // Безопасность энергетических сооружений. М.: ОАО «НИИЭС». 2007
7. Усачев И.Н., Историк Б.Л., Шполянский Ю.Б. Сооружение типового наплавного энергоблока для приливных электростанций // Гидротехническое строительство. №9, 2007
8. Водородная энергетика: 2001. М.: РИЦ Курчатовский институт. 2001
9. Иванов Е.А., Князев В.А., Фатеев В.Н., Усачев И.Н. Дальневосточный инновационный водородный проект (на основе Пенжинской ПЭС). М.: РИЦ Курчатовский институт. 2005

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С ОРТОГОНАЛЬНЫМИ АГРЕГАТАМИ

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

Предлагается использовать энергию течения рек или приливов с помощью ортогональных турбин, располагаемых поперек потока — с горизонтальной или вертикальной осью вращения, перпендикулярной течению, в составе напорного фронта (в блоках ГЭС) или в свободном потоке без формирования сплошного напорного фронта [1, 2].

Первая малая ГЭС с ортогональной турбиной с прямыми лопастями была изготовлена в 1993 – 1994 гг. и испытана на р.Енисей в нижнем бьефе Красноярской ГЭС (рис.1, 2).



Рис. 1. Общий вид первой наплавной ГЭС с ортогональной турбиной

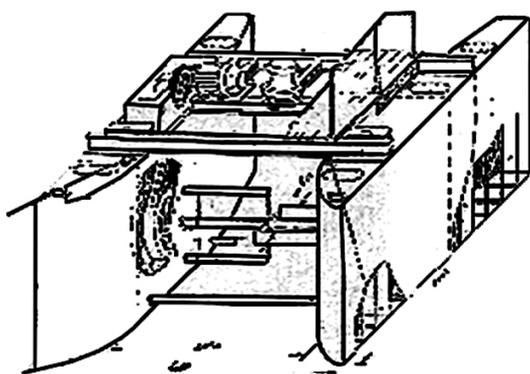


Рис. 2. Схема наплавной ГЭС с двухъярусной ортогональной турбиной

Диаметр турбины был 1 м, длина 2,45м, хорда 0,15м., мощность 11 кВт. Испытания подтвердили высокую эффективность турбины (рис. 3) и показали практическую возможность широкого использования ортогональных турбин в свободных потоках.

Мощность $P(W)$ ортогональной турбины или группы турбин может быть представлена пропорциональной третьей степени скоро-

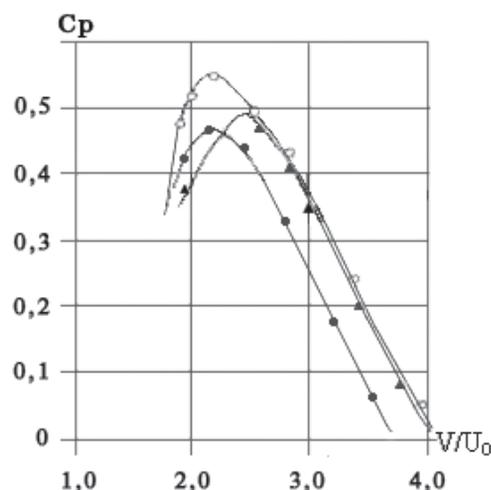


Рис. 3. Коэффициент мощности турбины в функции относительной скорости лопастей. Разные точки — разные скорости потока — от 1,79 до 2,14 м/с (измерения В.В.Буханова, 1994 г.)

сти потока U_0 либо скорости лопастей V :

$$P = C_p \rho U_0^3 A / 2 = C_N \rho V^3 \Omega_b / 2, \quad (1)$$

где $\Omega_b = A\sigma$, $\sigma = ic/D$.

Здесь V (м/с) $= \pi Dn/60$ — линейная скорость движения лопастей, Ω_b (m^2) — площадь лопастей, $A = DH$ — площадь осевого поперечного сечения ометаемой фигуры, σ — затенение, i — количество лопастей, c — хорда лопасти, D — диаметр трассы движения лопастей, ρ ($кг/м^3$) — плотность воздуха. Коэффициенты эффективности C_p и мощности C_N зависят от формы турбины, соотношения скоростей лопастей и потока V/U_0 , формы профиля и состояния поверхности лопастей. Эти коэффициенты связаны соотношением:

$$C_p = C_N \sigma (V/U_0)^3. \quad (2)$$

Энергетическая характеристика турбины $C_p(V/U_0)$ существенно зависит от тех условий, в которых будет использоваться турбина (рис.4).

В одних и тех же граничных условиях велико влияние формы турбины — количества и формы сечения лопастей и траверс, скорости и турбулентности потока. По данным расчетов и опытов, коэффициент мощности C_N приближенно описывается линейной функцией (рис. 5)

$$C_N = B(U_0/V - B_0), \text{ если } B_0 < U_0/V < 1 \quad (3)$$

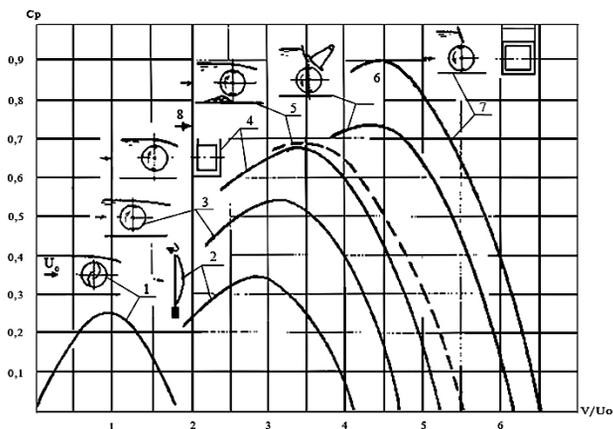


Рис. 4. Эффективность ортогональных турбин в различных условиях [3]

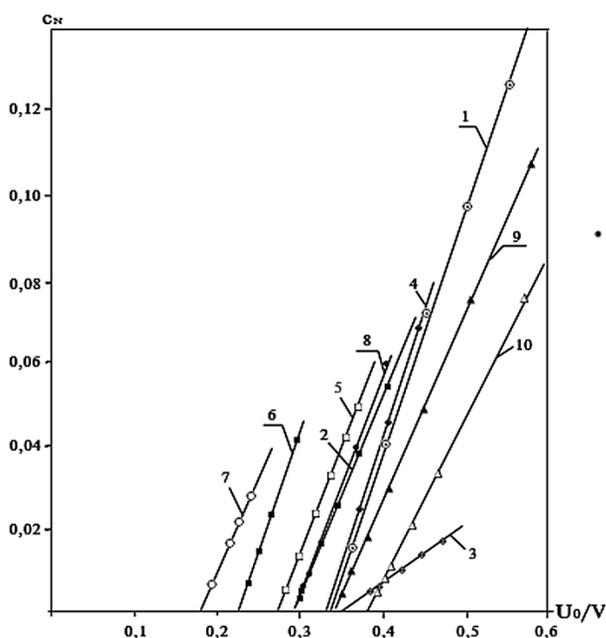


Рис. 5. Коэффициенты мощности различных ортогональных турбин в свободном потоке [4]

Таким образом, энергетическая характеристика турбины приближенно может быть задана всего двумя параметрами. Параметр $1/B_0$ — есть максимальная относительная скорость лопастей, достигаемая турбиной? без торможения.

$$n_{\max} = 60U_0 \pi D B_0 \text{ (об/мин)}. \quad (4)$$

По данным рис. 3

$$1/B_0 = 3,8 - 4,1, B_0 = 0,26 - 0,24. \quad (4a)$$

Мощность, развиваемая турбиной, зависит от частоты вращения и скорости потока

$$P = V \rho l^2 D^3 H \sigma n^2 (U_0 - B_0 \pi D n / 60) / 2 \cdot 60^2. \quad (5)$$

Максимальная мощность P_{\max} будет при оптимальной частоте вращения n_{opt}

$$n_{\text{opt}} - 2/3 n_{\max} = 40 U_0 / \pi D B_0, \quad (6)$$

$$P_{\max} = C_{P_{\max}} \rho U_0^3 A / 2, C_{P_{\max}} = 4B\sigma / 27B_0^2. \quad (7)$$

Первые испытания ортогональных турбин в напорных потоках на моделях блоков ГЭС, проведенные по заданию автора в Московском Энергетическом Институте в 1989 г., подтвердили возможность использования таких турбин, но выявили неприятную особенность двухлопастных машин, которые в открытом потоке казались наиболее эффективными. Эти машины в одноярусном исполнении с прямыми лопастями в напорной модели блока ГЭС вызывали интенсивную вибрацию стенок модели и показывали сравнительно невысокую энергетическую эффективность. В последующие годы исследованием ортогональных машин в напорных трактах занимаются специалисты ОАО «НИИЭС» [5], которые построили несколько опытных агрегатов с прямыми лопастями, самый крупный из которых в 2007 г. был пущен в составе опытного блока Кислогубской ПЭС.

В настоящее время разработаны, испытаны и серийно выпускаются в США ортогональные геликоидные турбины диаметром 1 м и длиной 2,56 м на основе патента США (А.М. Gorlov — US Patent 5451137 from 09.19.95) (рис. 6).



Рис. 6. Двухъярусная геликоидная турбина

Главное достоинство этих турбин состоит в постоянстве крутящего момента на оси турбины и постоянстве гидравлического сопротивления, вносимого турбиной. Подобные турбины были предложены и испытаны в 1981 г. (В.М.Лятхер и И.В.Семенов, Авторское свидетельство СССР 1150395 с приоритетом от 17.01.83) (рис. 7). В открытом свободном потоке эти турбины имеют такие же энергетические характеристики, как и ортогональные турбины с прямыми лопастями (рис. 8).

В напорном тракте геликоидные турбины так же, как и многоярусные турбины (рис. 9), должны иметь существенные преимущества

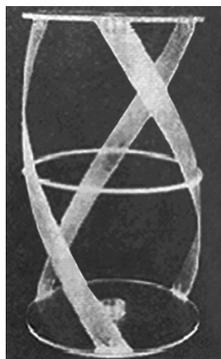


Рис. 7. Ортогональная безвибрационная турбина, затенение 0,45

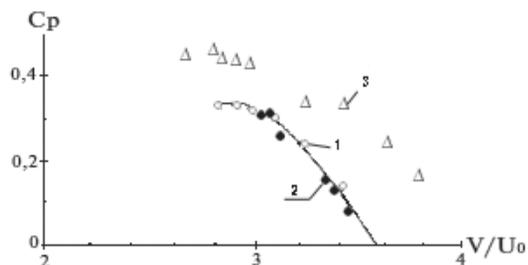


Рис. 8. Эффективность трехлопастной геликоидной (1) и трехъярусной с прямыми лопастями (2) турбин в свободном потоке при затенении 0,45 (лопасти одинакового профиля *NACA 0015* и одинаковой хордой = 30 мм), ширина потока 1 м, глубина 0,4 м, диаметр турбин с вертикальной осью 0,2 м, высота 0,3 м, скорость течения 1,2 м/с. $Re=10^5$, $Fr = 0,25$. 3 — одноярусная трехлопастная турбина таких же размеров, при таком же затенении 0,45, но с более толстыми лопастями (0018) в потоке глубиной 1,2 м

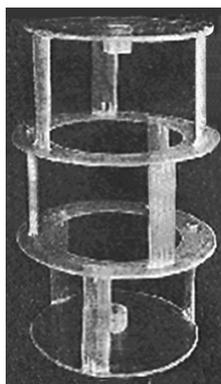


Рис. 9. Трехъярусная ортогональная турбина

за счет постоянства вносимого гидравлического сопротивления и соответственно отсутствия низкочастотных пульсаций, возбуждаемых одноярусными турбинами с прямыми лопастями. Относительно высокая эффективность геликоидных турбин в напорном тракте подтверждена опытами. Малая ГЭС с плотиной и комплектным напорным трактом, оснащенный 6-лопасной геликоидной турбиной высотой 1,28 м (половина от стандартной турбины, но с удвоенным затенением), мультипликатором и генератором, строящаяся в Пенсильвании (США) показана на рис. 10. Мощность блока при напоре 2 м – 20 кВт.

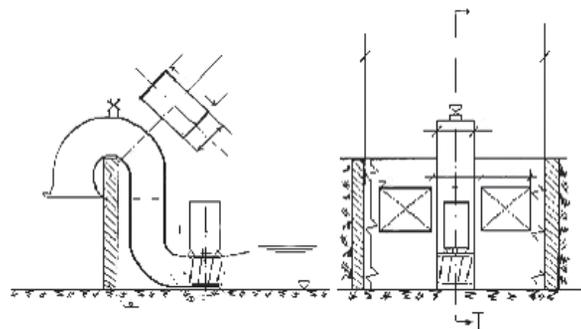


Рис. 10. Низконапорная ГЭС с ортогональной турбиной на действующей плотине

С такими же турбинами была запроектирована автоматическая ГЭС на открытом канале с переменным расходом в Нью-Йорке. Идея этой ГЭС состоит в том, что при большом наполнении верхнего бьефа и работающих турбинах вся рама с турбинами поворачивается относительно горизонтальной оси и освобождает поток (рис. 11).

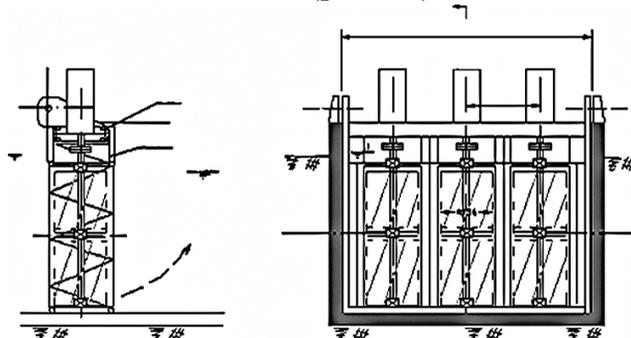


Рис. 11. Группа ортогональных турбин в открытом канале с автоматической защитой от переполнения. При слишком высоком уровне воды перед турбинами рама с турбинами и генераторами поворачивается относительно горизонтальной оси, частично освобождая поток

На базе американской геликоидной турбины (рис. 6) или аналогичной оптимизированной турбины с прямыми лопастями с использованием стандартных мотор-редукторов, выпускаемых АО Тамбовполимермаш (Тамбов, Россия), были запроектированы типовые, серийные гидроэлектростанции для открытых потоков (ГЭСТ – гидроэлектростанции на течении), параметры которых представлены в табл. 1, 2.

Обозначение электростанций раскрывается следующим образом: первая цифра — расчетная скорость потока (м/с), вторая цифра — количество турбин в блоке, третья цифра — номинальная мощность блока (кВт).

Таблица 1

Обозначение	3/10/110	2,5/7/45	2/5/15	1,5/3/4	1,3/2/2
Расчетная скорость потока U , м/с	3	2,5	2	1,5	3
Номинальная мощность блока, кВт	11	6,5	3	1,4	0,9
Сила давления потока на блок, кг	1245	865	553	311	234
Расчетная глубина потока, м	29	21	17	9	6
Число блоков в ГЭСТ	10	7	5	3	2
Номинальная мощность ГЭСТ, кВт	110	45	15	4,2	1,8
Частота вращения, об/мин	108 – 144	90 – 120	72 – 96	54 – 72	40 – 62
Передаточное число к 1800 об/мин	16 – 12,5	20 – 15	2,5 – 18	33 – 25	38 – 29
Крутящий момент на валу, H_m	9730	4837	1990	744	366
	7300	3626	1490	558	278

Таблица 2

Обозначение	3/10/110	2,5/7/45	2/5/15	1,5/3/4	1,3/2/2
Марка редуктора	MP1-500	MP2-315Y	МПО2М-15	МПО2М-10	
Номинальная мощность ГЭСТ, кВт	110	45	15	4,2	1,8
Марка эл. генератора	4A280 S4	4A200 L4	4AM132 M4	X100 S4	80 B4
Частота турбины, об/мин	150	96	72	60	50*
Масса комплекта, кг	2090	1302	722	375	268
Стоимость (на заводе), USD	25,000	15,820	9,640	5,320	3,688
Затраты на кВт, USD/кВт	227	352	643	1267	2049

* требуется замена шестерен в редукторе для увеличения скорости выходного вала.

В расчетах принята стоимость одного блока турбины (на заводе в Бостоне, США) — 1500 USD, фактически продажная цена турбин сейчас 3000 USD за комплект. Стоимость 1 кг редуктора и генератора — 8 USD (на заводе в Тамбове, Россия).

Предлагаются 2 варианта вертикальной компоновки электростанции: с расположением мультипликатора и генератора над водой (вариант 1) — рис. 12 или под водой, на дне реки (вариант 2).

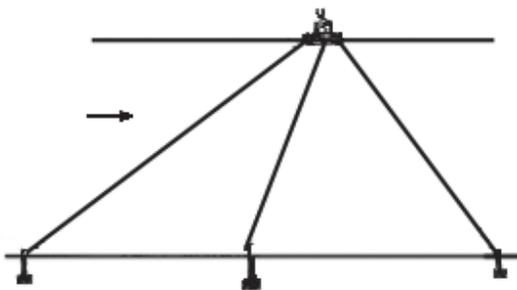


Рис. 12. Наплавная ГЭС. Генератор над водой

Вариант 2 (подводный) более экономичен и надежен, так как в этом случае крутящий момент от корпуса генератора передается через опорную систему непосредственно на дно, фарватер реки остается свободным для судоходства, более легкими получаются пон-

тоны, которые должны поддерживать только турбины и воспринимать реакцию одного троса. Предельным случаем варианта 2 является расположение на дне одного консольного турбинного блока, закрепленного на основании, связанном с дном реки. Этот вариант, однако, требует изменения конструкции редуктора и согласования применения генераторов в подводном исполнении. В варианте 1 (наплавной) при мощности 110 кВт кольцевой понтон с грузоподъемностью 10 т, изготовленный из стальных труб диаметром 500мм с толщиной стенки 1/8" (3,18 мм), будет иметь диаметр около 6 м и массу стали ASTM A-36 около 2 т. Стоимость такого понтона составит около 5000 USD. При недостаточной глубине потока, превышающей, однако, 1,3 м, может быть применена горизонтальная компоновка ГЭСТ, в которой турбины располагаются горизонтально, а генераторная группа размещается на берегу или на понтоне (рис. 13).

Многоагрегатные электростанции, использующие энергию течений, могут быть скомпонованы из более простых и более эффективных ортогональных турбин с двумя прямыми лопастями в каждом ярусе (рис. 14). Положительное свойство геликоид-

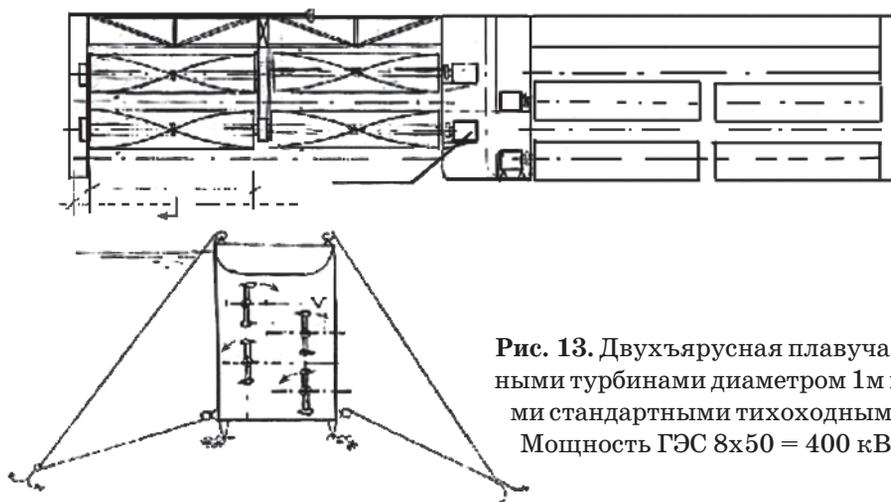


Рис. 13. Двухъярусная плавучая ГЭС с геликоидными турбинами диаметром 1 м и двухскоростными стандартными тихоходными генераторами. Мощность ГЭС $8 \times 50 = 400$ кВт при $U_0 = 3$ м/с

ных турбин, состоящее в постоянстве крутящего момента на валу турбины, при использовании блоков турбин с прямыми лопастями в ГЭС сохраняется при наличии конструктивного поворота лопастей турбин одного яруса по отношению к другому.

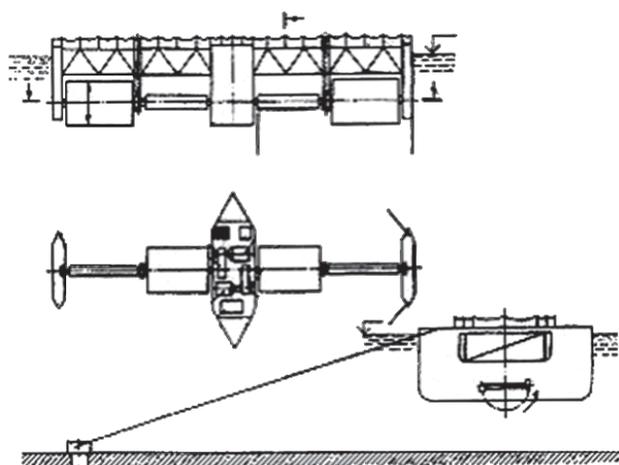


Рис. 14. Плавучая ГЭС с оптимизированными двухлопастными турбинами

Каждая турбина окружена цилиндрической сеткой, подвижно закрепленной на валу агрегата. При засорении фронтальной стороны сетки вся система автоматически поворачивается, и мусор смывается потоком вниз по течению. Предлагаемые выше электростанции, использующие энергию течений, установленные на реках со скоростью течения, большей 2 м/с, при справедливом тарифе на энергию могут быть весьма эффективными.

Недостатком описанных выше схем является необходимость использования мультипликатора и ограниченная единичная мощ-

ность агрегата. Эти недостатки устранены в новых конструктивных решениях с использованием линейных (дуговых) генераторов. Такие генераторы применяются в двух вариантах – для электростанций малой и большой мощности. Для электростанций относительно малой мощности предлагается четырехъярусная ортогональная турбина с прямыми лопастями в каждом ярусе (рис.15). В каждом ярусе имеются 3 лопасти с профилем GAW-1 и хордой длиной 50 см. Пары смежных ярусов сверху и снизу имеют противоположно ориентированные лопасти. Эти ярусы попарно объединены, лопасти в этих ярусах ориентированы одинаково, но сдвинуты в плане на 60° в направлении вращения турбины. Объединенные пары ярусов вращаются в противоположных направлениях.

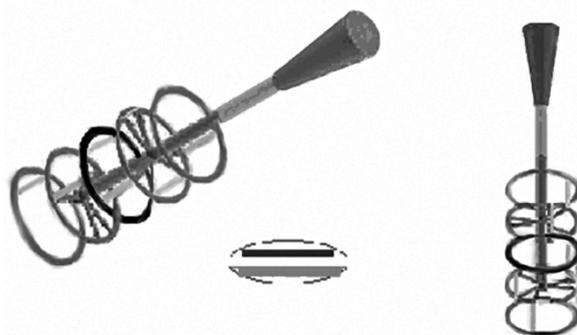


Рис.15. Общий вид ортогональной четырехъярусной турбины. Вариант консольного пилона

Между ярусами на среднем разрезном кольцевом ободе (закрашен) расположены кольцевой индуктор и короткозамкнутый ротор асинхронного дугового (линейного) генератора. Относительное положение этих коль-

цевых ободов (зазор между индуктором и ротором) контролируется подшипником скольжения с металлофторопластовыми вкладышами. Длина лопастей в каждом ярусе 2,7 м. Диаметр ротора 6 или 3 м. Максимальная скорость свободного потока в удалении от турбины при диаметре 6 м допускается 2,5 ч, 3 м/с. Агрегат может быть расположен вертикально или наклонно, под любым углом, например, горизонтально в плоскости, перпендикулярной потоку. Генератор предназначен для работы в мощной электрической сети. Мощность установки при номинальной скорости потока 2 м/с и диаметре ротора 6 м – 100 кВт. Такая же мощность обеспечивается при диаметре ротора 3 м, но при расположении турбины в канале (напорном тракте), обеспечивающем заданную скорость потока в створе турбины. При расчетной скорости потока 3 м/с мощность агрегата составит 338 кВт.

Роторы могут быть выполнены в виде пространственных башенных ферм, имеющих высокую конструктивную жесткость и малый удельный расход материала (В.М.Лятхер и И.В.Семенов, Авторское свидетельство СССР 1150395 с приоритетом от 17.01.1983 г.) — рис. 16.

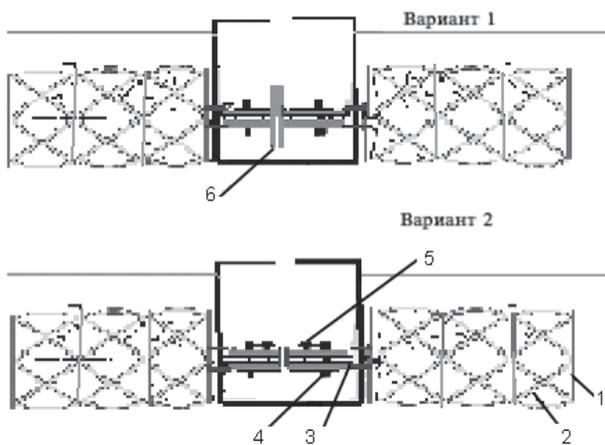


Рис. 16. Плавающая ГЭС с ортогональными роторами в форме пространственных конструкций башенного типа с линейным генератором (вариант 1) без мультипликаторов либо с мультипликаторами и стандартными генераторами (вариант 2). 1 — траверсы, образующие жесткий треугольник, 2 — лопасти, 3 — короткий вал, 4 — мультипликатор, 5 — генератор, 6 — линейный (дуговой) генератор

Преимущество этой конструкции состоит в возможности создания достаточно больших консолей с короткими несущими полувалами. Крутящий момент от турбины

передается либо на мультипликатор (для каждого полувала — свой) — вариант 2, либо на кольцо ротора и на кольцо с индукторами линейного (дугового) генератора. В этом случае (вариант 1) генератор является общим для обеих консольных турбин, которые вращаются в противоположных направлениях. На одном судне, самоориентирующемся вдоль течения, может быть несколько пар таких турбин. Расстояние между осями турбин, сдвинутых по потоку, в широком и глубоком канале желательно иметь не менее 3 – 5 диаметров турбин. Если установка занимает почти всю ширину и глубину потока, турбины могут располагаться практически одна за другой.

Для преобразования энергии течений в крупных масштабах (большие реки, океанические течения, приливные электростанции без напорного фронта) предложены качественно новые агрегаты, каждый элемент которых достаточно обоснован теоретическими и экспериментальными исследованиями (В.М. Лятхер, Патент России 2242634, 2004 г. с приоритетом от 05.05.2003).

Энергетическая установка включает один над другим два полых кольцевых ротора в форме правильных многоугольников или торов, на которых вертикально закреплены лопасти гидродинамического профиля, ориентированные в противоположных направлениях. Концы лопастей заделаны в полые, прочные ободы с хорошо обтекаемой формой поперечного сечения. Между турбинами, вращающимися в противоположных направлениях, расположен линейный двухсторонний генератор, состоящий из индукторов, закрепленных на неподвижной раме, и короткозамкнутых роторов, являющихся элементами конструкции турбин. Трехфазные обмотки индукторов выполнены так, что они формируют магнитное поле, бегущее с одинаковой скоростью, но в противоположных направлениях по разные стороны индукторов. Первая такая машина была изготовлена в России в 2007г и успешно испытана автором в США (рис.17). Общая масса турбины, развивающей мощность 20 кВт при скорости потока 3 – 3.2 м/с составляет около 1100 кг. Изготовленная машина рассматривается как модель более крупных агрегатов мощностью до 75МВт для использования энергии приливов без создания плотин [6].

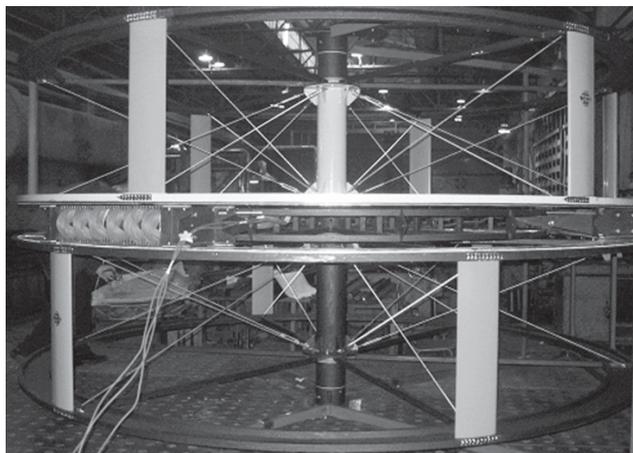


Рис. 17. Ортогональный двухъярусный гидроагрегат диаметром 3,2м, длина лопастей 0,6м, хорда лопастей 0,16м. Мощность 20 кВт при скорости потока воды 3 м/с. Лопастями с короткозамкнутыми роторами движутся в противоположных направлениях, индукторы между роторами неподвижны

Данная модель эффективна, однако, как показали испытания, она имеет ряд недостатков, исправленных в новом варианте, разрабатываемом в настоящее время. Эти недостатки связаны с тем, что магнитная система индуктора замыкается на подвижные роторы, что вызывает дополнительные усилия в конструкции турбин и неоправданное повышение потерь на трение в системах фиксации зазора между роторами и индукторами. В новой конструкции генератора система замыкания магнитных полей выполнена неподвижной, изменена схема опирания колец турбин, — все это еще должно повысить эффективность гидроагрегата.

Обода, объединяющие концы лопастей, выполнены полыми и частично заполнены водой или воздухом в объеме, необходимом для обеспечения плавучести системы. Лопастями также выполнены полыми с газовым наполнением. На крупных машинах с целью повышения энергетической эффективности турбины лопасти снабжаются продольными разделительными стенками и системой отверстий на каждой стороне лопасти, что позволяет организовать струйное управление циркуляцией на лопастях, заметно улучшить их гидродинамическое качество (В.М.Лятчер, Авторское свидетельство СССР 1634567 с приоритетом от 20 февраля 1989 г.). Полости лопастей в этом случае соединяются с полостями ободов через клапаны, управляемые системой автоматики. Обода напряжены с

помощью тросов, обеспечивающих поддержание кольцевой формы при переменной нагрузке со стороны потока.

Блоки индукторов генератора, расположенные между кольцами, объединены силовыми электрическими кабелями, которые по опорной конструкции выводятся на береговой или плавучий энергоприемник.

Верх опорной конструкции, которая может быть решетчатой или в форме пилона, и верхний обод установки заглублены под нижнюю поверхность возможного ледяного покрова, а в районах с отсутствием льда — под минимальный уровень поверхности воды в штормовых волнах. В зонах с интенсивным судоходством, там, где нет возможности запретить проход судов над энергоустановкой, верх пилона целесообразно расположить ниже возможной отметки дна плавучего средства. Нижний конец опорной конструкции закрепляется на дне (с помощью свай) или при большой глубине воды закрепляется системой якорных тросов, обеспечивающих ее вертикальную и боковую устойчивость при избыточной плавучести всей системы.

Встречное вращение роторов освобождает конструкцию от крутящего момента, развиваемого лопастями, и обеспечивает взаимную компенсацию поперечных сил, действующих на роторы, что снижает суммарную нагрузку на опоры, уменьшает материалоемкость и повышает надежность энергоустановки. Объединение индукторов в блоки с разными номинальными скоростями якоря позволяет начинать использовать энергию течений с относительно небольших значений скорости и вместе с управляемой циркуляцией на лопастях обеспечивает высокую энергетическую эффективность установки во всем значимом диапазоне изменений скорости течений за счет оптимального выбора скорости вращения роторов и интенсивности циркуляции на каждой лопасти для каждого диапазона изменений скорости течений.

Энергетическая установка снабжена системой автоматического управления и контроля, включающей датчики скорости течений, скорости вращения роторов, взаимного положения роторов, состояния управляющих клапанов и давления воды в ободах, давления и состава газовых смесей в кольцах и пилоне, фазовой мощности, выработки, вибрации, систему анализа данных, выдачи ко-

манд управления и механизмы реализации команд. Необходимые реактивные компенсаторы устанавливаются рядом с индукторами, внутри неподвижного каркаса между турбинами. Там же располагаются аккумуляторные батареи вместе с выключателями и трансформатором. Выдача мощности осуществляется кабелем на берег или на плавучий завод, использующий энергию на месте для производства накапливаемой товарной продукции, например, жидкого водорода.

Работает энергоустановка следующим образом. При скорости течения, например, 0,5 м/с по сигналу от датчика скорости продуваются балластные цистерны нижнего кольца, оно всплывает с тормозных колодок, отключается стояночный тормоз. Под действием потока лопасти верхнего и нижнего ярусов установки начинают двигаться в противоположных направлениях и разгоняются до скорости около 1,5 м/с. По сигналу датчика оборотов включается первая группа симметрично расположенных индукторов генератора, рассчитанных на относительную скорость 3 м/с и включается система оптимизации циркуляции на лопастях. При увеличении мощности свыше определенного предела по сигналу датчика мощности включаются остальные индукторы первой группы, работающие на относительно низком напряжении. При увеличении мощности до определенного значения (примерно 15% от номинала) по сигналу датчика мощности производится отключение индукторов с низким напряжением и напрямую к сети высокого напряжения подключается группа индукторов с общей мощностью порядка 40–50% от номинала. При дальнейшем увеличении мощности по сигналу датчика мощности подключается остальная группа индукторов до общей номинальной мощности. При снижении мощности отключение групп индукторов производится в обратном порядке. При мощности, большей номинала на 20–30%, по сигналу датчика скорости лопастей часть индукторов переводится в режим электродинамического торможения, а в случае обрыва электрической сети включаются система струйного торможения на лопастях и (или) щитки гидродинамического торможения. При необходимости может быть включено аварийное торможение путем сброса воздуха из балластных камер нижнего коль-

ца, плавной посадки этого кольца на тормозные консоли и взаимного гашения энергии верхнего и нижнего колец.

Крутящий момент, развиваемый лопастями на верхнем и нижнем кольцах энергоустановки, во время работы должен быть одинаковым. Практически это достигается тем, что абсолютная скорость верхнего кольца автоматически увеличивается, а нижнего кольца уменьшается (при сохранении относительной скорости колец) с соответствующим уменьшением крутящего момента на верхнем кольце и увеличением крутящего момента на нижнем кольце до их выравнивания.

При необходимости число пар кольцевых роторов, закрепляемых на одной опорной конструкции, может быть увеличено с соответствующим увеличением выдаваемой мощности.

Габариты установки определяются расчетной скоростью потока. При скорости потока 2 м/с плотность потока энергии составляет 4 кВт/м², и при эффективности гидроагрегата 50% необходимое поперечное сечение составляет 0.625 м² на кВт требуемой мощности. Например, для получения 1000 кВт необходима площадь поперечного сечения установки 625 м². Высота лопастей назначается по минимальной глубине потока с учетом надежного заглубления верхней точки установки под лед. Все основные узлы предлагаемой установки были проверены экспериментально. Энергетическая эффективность, определенная на крупной гидравлической модели, воспроизводившей оба яруса лопастей, но без встречного движения, оказалась заметно выше 50% [6].

Установка рассматриваемого типа имеет следующие преимущества перед другими известными схемами:

встречное вращение роторов освобождает опорную конструкцию от крутящего момента, развиваемого лопастями, и обеспечивает взаимную компенсацию поперечных сил, действующих на роторы, что снижает суммарную нагрузку на опоры, уменьшает материалоемкость и повышает надежность установки;

объединение индукторов в блоки с разными номинальными скоростями якоря позволяет начинать использовать энергию течений с относительно небольших значений скорости течений и обеспечивает высокую энерге-

тическую эффективность установки во всем значимом диапазоне изменений скорости течений за счет оптимального выбора скорости вращения роторов для каждого диапазона изменений скорости течений;

управление циркуляцией на лопастях позволяет расширить диапазон скоростей течения, отвечающих максимуму КПД, и за этот счет увеличить выработку энергии и повысить эффективность установки;

установка не влияет на экологическую ситуацию в водоеме – расстояние между лопастями велико, а их скорость движения мала (лишь в 2 – 2,5 раза больше скорости потока). Рыба должна свободно проходить через установку или огибать ее;

при необходимости пространственное расположение установки может быть изменено как по глубине, так и в плане. Установка может быть изготовлена в сухом доке и отбуксирована в любое заданное место в определен-

ных условиях при минимальных монтажных работах;

выработка энергии установкой определяется режимом скоростей течений, независимо от их направления. В условиях устойчивых течений, характерных, например, для проливов Южно-Курильской гряды или Шантарских островов, число часов использования установленной мощности в году может достигать 6000 – 8000 часов, а в условиях приливно-отливных течений при оптимальном проекте оно может достигать 3400 ч в год при среднем значении в условиях, характерных, например, для Кольского полуострова — около 1600 ч/г.;

установка практически не имеет изнашиваемых деталей. Ее срок эксплуатации определяется только процессами коррозии и (или) обрастания микроорганизмами. Оба эти процесса поддаются контролю современными технологиями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лятхер В.М. Технические перспективы использования океанических течений // Системы преобразования энергии океана. Владивосток: ДВНЦ АН СССР. 1985
2. Лятхер В.М. Экологически чистое преобразование энергии атмосферных, речных и океанических течений // Гидротехническое строительство № 8. 1989
3. Иванов И.И., Иванова Г.А., Кондратьев В.Н., Полинковский И.А. Повышение эффективности малых ГЭС // Гидротехническое строительство. №1. 1991
4. Лятхер В.М. Испытания головных образцов ортогональных ветроагрегатов // Гидротехническое строительство. №3. 2002
5. Историк Б.Л., Прудовский А.М., Усачев И.Н., Шполянский Ю.Б. Применение ортогональной турбины на приливных электростанциях // Гидротехническое строительство. №12. 1998
6. Лятхер В.М. Приливные электростанции без напорного фронта // Гидротехническое строительство. №4. 2006

СОВРЕМЕННЫЕ ЗАТВОРЫ ДЛЯ МАЛЫХ ГЭС

Родионов В.Б., Куприянов В.П., Онилченко Г.Ф., к.т.н., ОАО «НИИЭС»

В мировой практике создания малых ГЭС в последние годы наблюдается тенденция к автоматизации работы оборудования и его полной автономии, т.е. независимости от источников энергоснабжения, квалификации персонала, любых природных явлений, будь то чрезвычайные паводки, ураганы, обрушения берегов, прорывы плотин выше по течению и т.д. Эта тенденция относится не только к строительству новых плотин, но и к модернизации уже построенных.

Одним из надежных средств предотвращения разрушения дамб и плотин во время экстремальных паводков является устройство в составе напорного фронта так называемой «плавкой вставки». Однако недостатками этого метода являются большая волна разлива в нижнем бьефе при размыве «плавкой вставки» и высокая стоимость ее восстановления. Более экономичным и современным способом обеспечения безопасности плотин является применение автоматических затворов, так на-

зываемых «fusegates», выполняющих функцию «плавкой вставки» [1].

Поскольку малые ГЭС имеют сравнительно малые объемы водохранилищ, то заиление их происходит через несколько лет после строительства. Полезный объем их резко сокращается. Применение автоматических затворов, устанавливаемых на гребень существующих плотин, позволяет при минимальных затратах увеличить полезную емкость водохранилищ и, в тоже время, повысить надежность эксплуатации водосбросов. С другой стороны, они позволяют периодически сбрасывать водохранилище до порога водослива в автоматическом режиме, что способствует промыву ложа водохранилища.

В Центре гидравлических исследований ОАО «НИИЭС» в последние годы были испытаны и разработаны различные типы автоматических затворов. Ниже рассмотрено три наиболее перспективных конструкции, с учетом суровых климатических условий России. Автоматические затворы имеют различное функциональное назначение:

автоматические одноразовые затворы, срабатывающие только в паводки редкой повторяемости (затворы «Гидроплюс»);

автоматические многоразовые затворы, срабатывающие в паводок любой заданной обеспеченности, но требующие принудительного возвращения в закрытое состояние, например, после промыва верхнего бьефа;

полностью автоматические вододействующие затворы, срабатывающие и восстанавливающиеся самостоятельно без электропривода и участия персонала.

Автоматические одноразовые затворы «Гидроплюс»

Затворы «Гидроплюс» [2 – 4], разработанные одноименной французской фирмой, представляют собой систему, в которой каждый затвор играет роль «плавкой вставки».

Система состоит из нескольких автономных затворов, размещаемых в ряд на бетонном пороге водосброса, которые при прохождении расчетного паводка опрокидываются в заранее заданной последовательности по мере увеличения расхода и повышения уровня верхнего бьефа, так что при достижении максимального уровня верхнего бьефа весь водослив открыт и без затруднений пропускает паводковый расход.

Затворы свободно устанавливаются на пороге водослива, опираясь на небольшие упорные блоки, размещенные с низовой стороны затвора (рис. 1). Чтобы уравновесить гидростатическую нагрузку затворы пригружают балластом. На каждом затворе имеется вертикальная шахта с водоприемным отверстием, через которое при достижении уровнем верхнего бьефа заданной отметки вода поступает под подошву затвора (в рабочую камеру). Во избежание поднятия давления под затвором при протечках под его подошвой предусмотрены дренажные отверстия. Когда полный приток воды через водоприемную шахту затвора превысит пропускную способность дренажных отверстий, под подошвой затвора возрастает давление, которое заставляет затвор наклониться над порогом водослива в сторону нижнего бьефа и опрокинуться. Кромки водоприемных отверстий шахты для каждого затвора возможно располагать на различных отметках, что позволяет регулировать последовательность опрокидывания затворов по мере повышения уровня верхнего бьефа. Обычно принимается достаточно большой диапазон расчетной повторяемости расходов, от 20 до 200 лет, при которых происходит опрокидывание первого затвора, так что выгоды от использования системы вследствие длительного периода нормальной эксплуатации значительно превосходят затраты, связанные с потерей одного или нескольких затворов [5].

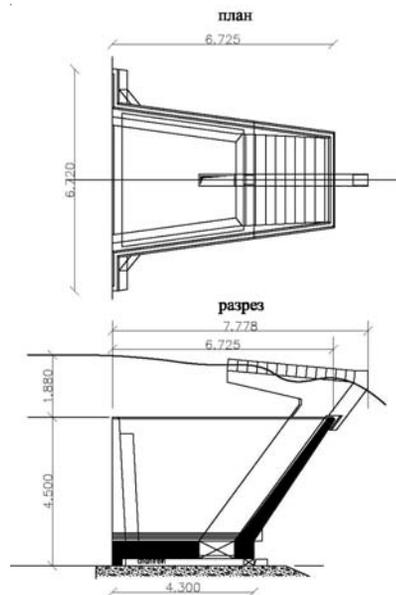


Рис. 1. Автоматический одноразовый затвор «Гидроплюс» для реконструкции водосброса гидроузла «Ghrib» (Алжир)

Затворы системы «Гидроплюс» нашли широкое применение в мировой практике благодаря ряду своих достоинств, главные из которых:

существенно увеличенная во время перелива пропускная способность затвора за счет полигонального очертания верхней кромки по сравнению с плоским щитом того же пролета (более чем в 2,5 раза);

поочередное опрокидывание затворов в последовательности, предусмотренной проектом за счет регулирования балласта и высоты водоприемной шахты, предотвращающее резкое возрастание сбросного расхода;

высокая надежность и безопасность, обусловленная автономностью и автоматическим принципом действия затворов, не требующая участия людей в критических условиях пропуска экстремальных паводков;

возможность наиболее эффективно использовать полезный и резервный объемы водохранилища за счет перераспределения стока с использованием части призмы воды в водохранилище между отметками НПУ и ФПУ;

удобство использования и наличие экономических преимуществ при решении вопросов увеличения пропускной способности водосбросов как вновь сооружаемых, так и действующих (реконструируемых) гидроузлов, в частности, по причинам увеличения нормативных требований к безопасности таких сооружений.

В тоже время все случаи использования затворов в естественных условиях относились к средним географическим широтам с теплым климатом и не связаны со значительным воздействием на затворы льда и низких (отрицательных) температур. Основная опасность заключалась в том, что затворы «Гидроплюс» в зимний период подвержены промерзанию со стороны своей низовой грани, открытой к атмосферным воздействиям, что могло привести к их непроектному срабатыванию. По решению руководства РАО «ЕЭС России» в 1995 г. были организованы испытания затворов системы «Гидроплюс» для оценки их работоспособности в российских климатических условиях, главным образом, в ледовых условиях зимнего периода.

По результатам проведенных нами совместно со специалистами фирмы «Гидроплюс» лабораторных гидравлических исследований были предложены некоторые конструк-

тивные изменения, позволяющие повысить «приспособляемость» затворов «Гидроплюс» к суровым зимним условиям северных стран. В частности отдельно стоящие затворы должны быть разделены между собой промежуточными бычками, в которых размещаются водоприемные отверстия, подводящие воду под подошву затвора через водоводы, располагаемые непосредственно в бетонном пороге, на котором установлены затворы. Это позволяет защитить от замерзания как устройство подвода воды под подошву, так и дренажное отверстие, которое в данном случае также выполняется внутри бетонного порога и сообщается с нижним бьефом на отметках, расположенных ниже ледяного покрова. Перед бычками в верхнем бьефе должны быть устроены ледозащитные пирсы (ледорезы), которые весной в период таяния и начала подвижек льда способствуют его разрушению и уменьшению силового воздействия ледяного поля на сооружения.

Испытания были проведены на малой экспериментальной Хоробровской МГЭС на р. Нерль в Ярославской области, введенной в эксплуатацию в 2001 г. Здесь в двух экспериментальных пролетах было установлено по 2 затвора системы «Гидроплюс» для проведения натуральных ресурсных наблюдений (рис. 2). Мониторинг за состоянием затворов за весь период эксплуатации, включая суровую зиму 2005 г., показал, что затворы «Гидроплюс» могут быть использованы и при наличии сплошного ледового покрытия в водохранилище и даже при наличии ледохода [7]. Это значительно расширяет диапазон их использования и делает применение затворов «Гидроплюс» привлекательным для решения ряда гидротехнических проблем в России, в частности, для оборудования автоматических водосбросных сооружений при проектировании и реконструкции малых ГЭС.

Автоматические затворы многоразового действия

Главные требования к пропуску паводка на малых ГЭС — обеспечить минимальное повышение уровня воды в верхнем бьефе по сравнению с бытовыми отметками воды в реке и иметь водосбросы, автоматически открывающие пролеты при наступлении паводка. С этой целью в Центре гидравлических исследований ОАО «НИИЭС» были разработаны и испытаны на моделях шесть типов автома-



а



б

Рис. 2. Автоматические затворы «Гидроплюс» на Хоробровской МГЭС: а — пропуск паводка; б — эксплуатация в зимних условиях

тических затворов, которые по сравнению с затворами «Гидроплюс», рассчитаны на частое, вплоть до ежегодного, срабатывание.

Из исследованных типов для дальнейшей разработки и испытания был выбран плоский щит с шарнирной опорой на пороге, опорными штангами и толкателем, опирающимся на крышку рабочей камеры (рис.3).

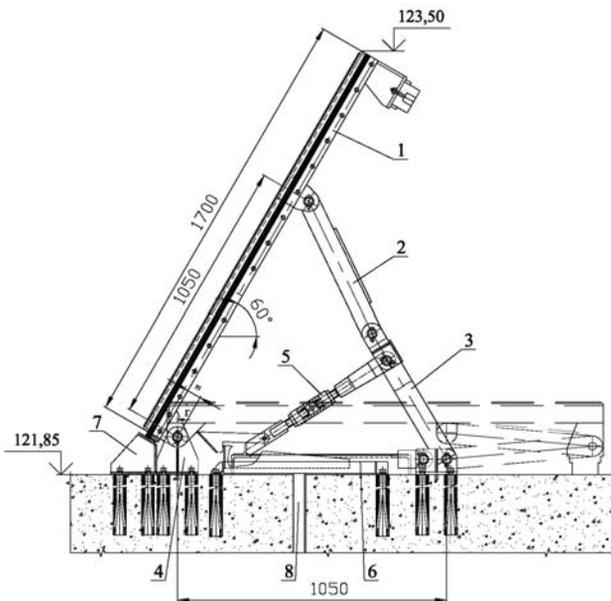


Рис. 3. Автоматический затвор многоразового действия: 1 – полотнище затвора; 2,3 – звенья опорной штанги, 4 – шарнир затвора; 5 – толкатель; 6 – рабочая камера; 7 – порог; 8 – водовод от водоприемника

При повышении давления в рабочей камере ее крышка приподнимается, толкатель перемещает шарнир штанг в неустойчивое положение, звенья штанги складываются, и полотнище затвора ложится на порог.

Момент поступления воды в рабочую камеру определяется положением (отметкой) водоприемника, питающей камеру системы (рис.4).

Положительными свойствами автоматического затвора многоразового действия являются:

- пропуск расходов переливом через гребень затвора не нарушает его устойчивость. Увеличение нагрузки, действующей на затвор, способствует увеличению его устойчивости;

- существует возможность в широких пределах изменять расчетные условия открытия затвора путем изменения высотного положения водоприемника;

- сброс плавающего мусора, шуги и льда происходит без открытия затворов;

- совмещение функций переливного водосброса при пропуске рядовых паводков и аварийного водосброса при экстремальных паводках;

- отсутствие энергоснабжения, управления и обслуживания, что весьма важно, особенно для удаленных ГЭС, в экстремальных ситуациях при быстро нарастающих расходах.

Относительным недостатком таких затворов можно считать необходимость возврата полотнища в закрытое положение после его сработки. Однако поскольку данные затворы рекомендуются для низконапорных плотин, они имеют относительно небольшие размеры, и задача их восстановления решается достаточно просто, вручную, силами двух-трех человек с применением талей и переносных лебедок.

В процессе лабораторных испытаний была отработана конструкция такого затвора и разработан его проект, по которому изготовлены опытные образцы.



а



б

Рис. 4. Автоматические затворы многоразового действия на Хоробровской МГЭС: а — водоприемник; б — установка затворов на порог в рабочем положении

Для проведения натурных испытаний в одном из двух экспериментальных пролетов водосброса Хоробровской МГЭС два одноразовых затвора «Гидроплюс» были заменены четырьмя автоматическими многоразовыми затворами (рис.4) [8]. Для подвода воды к рабочим камерам использовались имеющиеся в пороге трубы, соединяющие попарно камеры затворов с двумя водоприемниками, расположенными у правого устоя здания ГЭС в верхнем бьефе. На период проведения испытаний перед затворами в пролет был установлен шандорный щит с клинкетным отверстием, позволяющий избежать сработки водохранилища до порога водосброса. Из рабочей камеры на низовую грань бычка выведен пьезометр для наблюдения за давлением в рабочей камере. Поскольку уровень верхнего бьефа во время испытаний оставался постоянным, то для обеспечения поступления воды в рабочую камеру водоприемник опускался под уровень воды.

Срабатывание затвора определяется двумя параметрами — давлением в рабочей камере и углом b между осями двух звеньев опорных штанг (рис. 3). Чем больше этот угол, тем больше должно быть давление в рабочей камере, чтобы толкатель под действием крышки рабочей камеры изменил направление угла с внутреннего на внешний. Для надежности срабатывания затвора угол b должен быть таким, чтобы затвор срабатывал при давлении в рабочей камере не более $(0,5...0,6)H$ (здесь H — напор над порогом).

Натурные испытания проводились для двух затворов. На затворе №1 угол $b = 5^\circ$,

на затворе №2 $b = 4,5^\circ$, т.е. первым должен был сработать затвор №2.

Уровень воды перед затворами был выровнен с уровнем верхнего бьефа, и при заполнении рабочей камеры до отметки 122,55 м (0,42 H) затвор №2 сработал, опустившись на порог (рис. 5). При повторных испытаниях открытие затвора произошло при уровнях в камере соответственно на отметках 122,62 м (0,46 H) и 122,65 м (0,48 H). Аналогичные испытания затвора №1 показали, что он срабатывает при несколько большем давлении в камере (0,5...0,55) H .

Натурные испытания автоматических затворов данной конструкции показали следующее:

затворы срабатывают при расчетных условиях. При угле $b = 4^\circ...5^\circ$ давление в рабочей камере, необходимое для сработки, составляет около 40% от напора, при угле $b = 5,5^\circ...6^\circ$ — до 55% напора;

детали шарниров должны быть изготовлены из нержавеющей стали, чтобы минимизировать влияние трения в шарнирах на характеристики затворов;

технология изготовления и монтажа затвора должна исключать возможность сколько-нибудь существенной фильтрации из рабочей камеры;

в условиях, при которых проводились испытания, один водовод подводил давление воды к рабочим камерам двух затворов. В этих условиях конструкция первого из падающих затворов при его открытии должна перекрывать водовод для восстановления давления в нем и создания нормальных условий для сработки второго затвора;

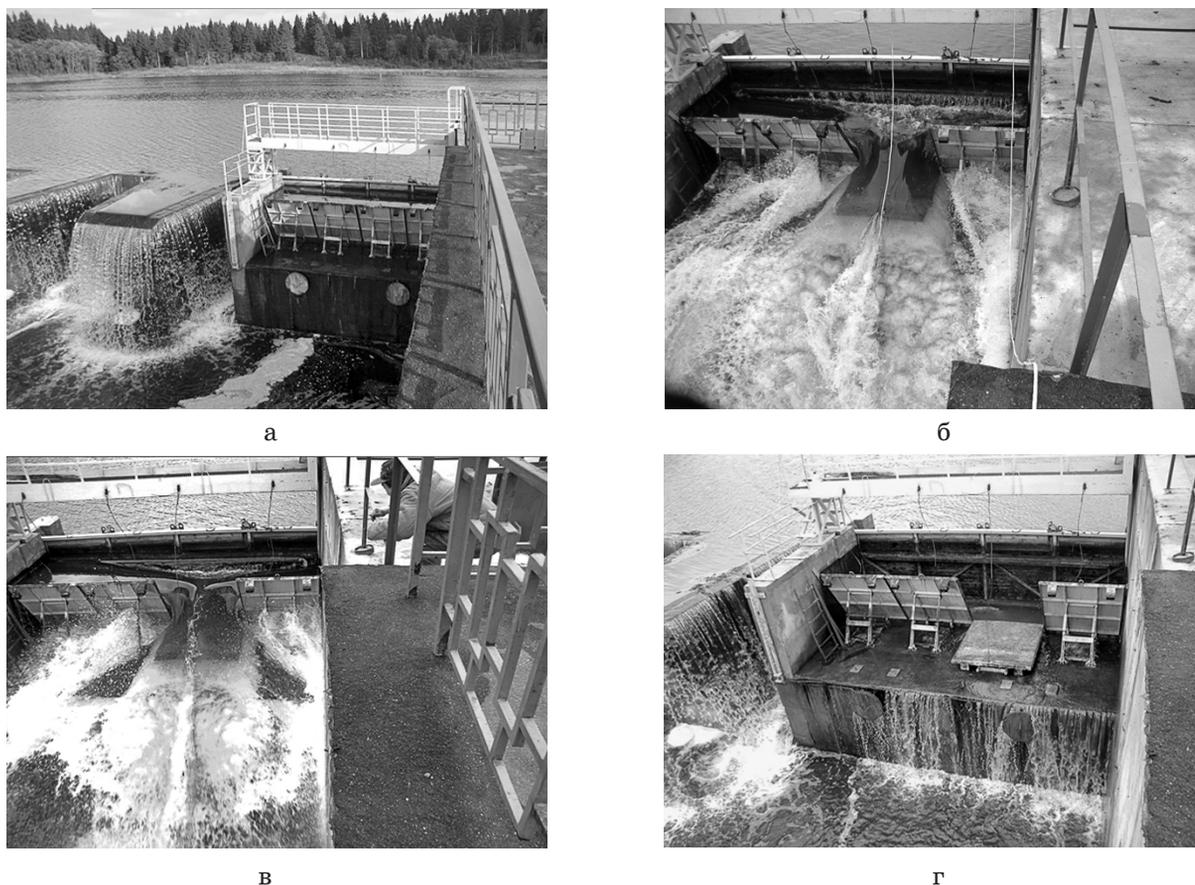


Рис. 5. Натурные испытания автоматических затворов многоразового действия на Хоробровской МГЭС: а — затворы и шандорный щит перед испытаниями; б — затвор в момент сработки; в — пропуск расхода через открытый пролет; г — затвор на пороге в открытом положении

После проведения испытаний на работоспособность затворы были оставлены на пороге для испытания в зимних условиях и в условиях пропуска паводка. Зимой, в связи с периодическим переливом потока через затворы, образовалась большая наледь над затворами и порогом, закрывая от наблюдений сами затворы (рис. 6, а). С наступлением положительных температур наледь растаяла.

Каких-либо деформаций или повреждений отмечено не было [7, 9].

С наступлением паводка водоприемники системы питания затворов были подняты на максимальный проектный уровень, и в процессе пропуска паводка поток пропускался через затворы переливом (рис. 6, б). После пропуска паводка осмотр затворов показал полное отсутствие деформаций и повреждений.



Рис. 6. Автоматические затворы многоразового действия на Хоробровской МГЭС: а — эксплуатация в зимних условиях; б — пропуск паводка

В целом, натурные испытания подтвердили работоспособность затворов как в закрытом состоянии, в том числе при переливе расхода через гребень, так и при пропуске паводков в экстремальные паводки, когда необходимо полное открытие водосливных отверстий. Автоматическое их открытие без применения механизмов делает их надежной «плавкой вставкой» для малых плотин в экстремальных условиях, а возможность задания поочередного их срабатывания позволяет регулировать максимальный сбрасываемый расход, не допуская резкого возрастания расхода и образования опасной волны в нижележащем русле.

Автоматический вододействующий затвор

В развитии конструкций рассмотренных выше затворов разработана принципиальная схема вододействующего затвора, позволяющего открываться и закрываться в автоматическом режиме при прохождении любого паводка [10].

Принцип действия такого затвора показан на рис. 7. В закрытом состоянии гидростатические силы удерживают его от открытия. Он допускает в этом положении перелив потока через гребень. При достижении уровнем верхнего бьефа расчётной отметки вода заполняет балластный отсек в верхней части затвора, что создаёт момент сил, поворачивающий затвор в горизонтальное (открытое) положение и устойчиво удерживающее его в этом положении до прекращения перелива. После этого балластная камера опорожняется через дренажное отверстие, и затвор автоматически устанавливается в закрытое положение.

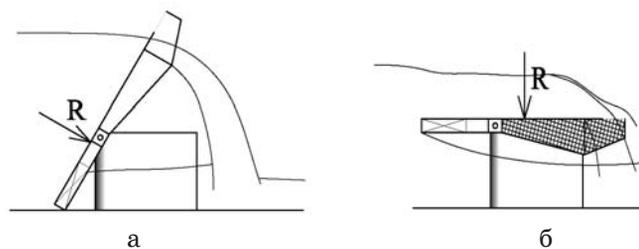


Рис. 7. Автоматический вододействующий затвор: а — затвор закрыт, идет перелив потока через гребень затвора; б — рабочая камера заполнена, затвор открылся и находится в горизонтальном положении

Достоинства такого затвора очевидны: простота конструкции, изготовления и обслуживания;

надежность сработки при заданных эксплуатационных условиях;

полная автономность и независимость от наличия электроснабжения, подъемных механизмов и обслуживающего персонала.

В настоящее время модель этого затвора (в масштабе 1 : 4) прошла успешные испытания в лабораторных условиях (рис. 8).

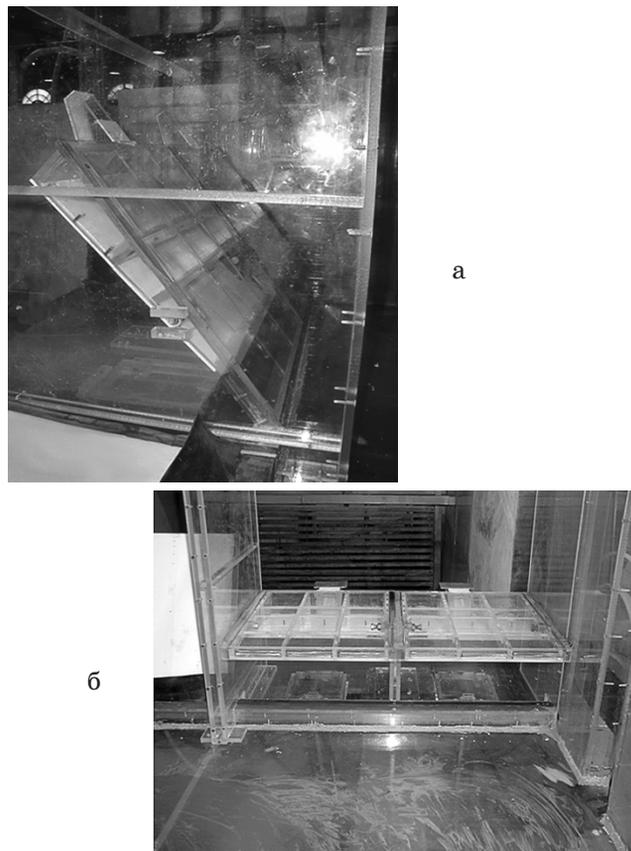


Рис. 8. Гидравлическая модель автоматических вододействующих затворов. Масштаб 1 : 4: а — затворы находятся в закрытом состоянии; б — затворы открыты

Эти затворы были разработаны специально для применения на плотинах малых ГЭС и существенно расширяют технические и технологические возможности их эксплуатации. К их числу относятся:

возможность изменения заданных условий открытия без изменения конструкции затвора;

создание лабиринтного водослива, имеющего пропускную способность при пропуске расхода переливом в 2...2,5 раза выше прямолинейных водосливов;

широкие возможности для автоматического регулирования расходов при пропуске паводков.

Применение рассмотренных выше конструкций автоматических затворов наиболее перспективно на малых ГЭС, где в силу малой ёмкости водохранилищ, при паводках, происходит быстрое нарастание уровней воды и отсутствует время для маневрирования затворами обычного типа. Вследствие описанных выше конструктивных особенностей затворы автоматически предотвращают подъём уровня воды в водохранилище выше расчетной отметки, с какой бы скоростью это не происходило. Отсутствие в затворах каких-либо механических приводов и их полная автономность делают эти конструкции чрезвычайно надёжными. Автоматические затворы могут быть установлены на удален-

ных объектах без электроснабжения, поскольку они не требуют оперативного обслуживания и постоянно находятся в «режиме ожидания».

Простота и надёжность автоматических затворов позволяет применять их не только на вновь строящихся объектах, но и при реконструкции существующих малых плотин для увеличения полезного объёма водохранилища и действующего напора.

Автоматические затворы с успехом могут использоваться в качестве «плавкой вставки» на резервных водосбросах любых гидроузлов. Их применение может внести большой вклад в решение общегосударственной проблемы борьбы с наводнениями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Kupriyanov V.P., Lounatsi M.E., Proudovsky A.M., Rodionov V.B. Some problems of 'fuse' elements application to discharge extreme floods // Proceedings of the International Symposium on New Trends and Guidelines on Dam Safety / Barcelona / Spain / 17-19 June V.2. 1998
2. Ant Alla A. The Role of Fusegate in Dam Safety // Hydropower & Dams. V.3. 1996
3. Jones S.J., Spenser D., Rodionov V.B., Lounatsi M.E., Ant Alla A. The reliability of fusible gates in ice – affected environments // Hydropower & Dams. V.3. issue 3. 1996
4. Ant Alla A., Rodionov V.B., Lounatsi M.E. Project on rehabilitation of small hydropower station in Russia including Hydroplus fusegates utilization. Proc. of Internationally Conference «Uprating and Refurbishing Hydro Powerplants». Monreal. 1998
5. Лунаци М.Э., Онищенко Г.Ф., Родионов В.Б. Затворы системы «Гидроплюс» как фактор повышения безопасности и экономичности гидроузлов // Научно-технический и производственный сборник «Безопасность энергетических сооружений». М: ОАО НИИЭС. Вып. 2 – 3. 1998
6. Kocahan H.T., Rodionov V.B. The behavior of Fusgates in Ice Affected Environments. Association of Safety of Dam Engineers (ASDSO). Las Vegas. October 2003
7. Родионов В.Б., Онищенко Г.Ф., Зюзин А.Г. Результаты мониторинга Хоробровской водосливной плотины // Малая энергетика. №1-2. 2005
8. Родионов В.Б., Онищенко Г.Ф. Испытания «плавких» затворов на Хоробровской ГЭС // Гидротехническое строительство. №7. 2005
9. Rodionov V.B., Lounatsi M.E., Rayssiguier J. Small Hydro in Russia: Finding a Spillway Gate to Withstand Harsh Winters. //HRW. V.14, No.1, March 2006
10. Патент на изобретение № 2278922. Автоматический вододействующий затвор. Родионов В.Б., Онищенко Г.Ф., Зюзин А.Г., Приоритет от 27 июня 2005

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ОБТЕКАНИЯ КОНСТРУКЦИИ СВОБОДНОПОТОЧНОЙ ГИДРОСИЛОВОЙ УСТАНОВКИ*

Боровков В.С., д.т.н., Волшаник В.В., д.т.н., МГСУ

Гидравлическая оценка условий обтекания конструкций свободнопоточной гидросиловой установки необходима для выявления характера и степени влияния гидравлических факторов на энергетические параметры установки.

В связи с этим рассмотрено взаимодействие турбины, включающей струенаправляющие конструкции и рабочее колесо, с неограниченным потоком, что предполагает незначительность размеров турбины по сравнению с размерами потока. Иначе это условие можно определить таким образом, что размещение турбины в потоке не изменяет его макрогидравлических характеристик в целом, т. е. размеры потока, распределение скоростей и значение скорости в потоке на подходе к турбине не изменяются. Неограниченность потока предполагает также отсутствие влияния граничных условий на его гидравлические характеристики. Это влияние весьма разнообразно, в условиях потоков ограниченных размеров условия на границах могут влиять на запас мощности потока и условия взаимодействия потока с турбиной. В настоящей работе это влияние не учитывается, оно может быть учтено на последующих этапах исследований.

Таким образом, в гидравлическом смысле свободнопоточная турбина является некоторым препятствием, помещенным в открытый безграничный безнапорный поток. Поток, движущийся со скоростью u_x и набегающий на препятствие (турбину), оказывает на препятствие силовое воздействие:

$$F = C_D \rho \frac{u_x^2}{2} \omega_m, \quad (1)$$

где C_D — коэффициент гидродинамического сопротивления препятствия; ρ — плотность движущейся среды; ω_m — площадь миделева сечения препятствия, ортогональная к вектору скорости потока.

Выражение (1) показывает, что силовое воздействие потока на препятствие (турбину) в рассматриваемых условиях определяется исключительно кинетической энергией потока, натекающего на препятствие. Естественно,

но, что при воздействии потока на любое препятствие, например, пластину, шар или цилиндр, в зоне натекания потока на препятствие давление повышается на величину $\rho \frac{u_x^2}{2}$,

давление непосредственно за препятствием понижается и оказывается достаточно близ-

ким к $\rho \frac{u_x^2}{2}$. Выражение (1) для результирующей силы воздействия потока на преграду отражает это. Коэффициент гидродинамического сопротивления C_D учитывает характер распределения гидродинамического давле-

ния $\rho \frac{u_x^2}{2}$ по поверхности преграды. Так, например, для плоской пластины, ортогональной к потоку, значение $C_D \approx 2$, что указывает на близкое к равномерному распределение гидродинамического давления в зоне натекания потока на препятствие (в так называемой лобовой зоне) и в зоне непосредственно позади препятствия (в так называемой кормовой зоне).

При натекании потока на шар гидродинамическое давление распределяется неравномерно по его поверхности, и при больших числах Рейнольдса для шара коэффициент $C_D = 0,44$.

По условию равенства действия и противодействия преграда оказывает силовое воздействие на часть потока, обтекающего преграду. Эту часть потока, испытывающую силовое воздействие со стороны преграды и изменяющую характеристики течения (прежде всего распределение скоростей), принято называть пограничным слоем. Характер течения в пограничном слое определяется граничными условиями (формой преграды, шероховатостью поверхности) и числом Рейнольдса.

Следует отметить, что при движении препятствия (например, при вращении турбины) силовое воздействие будет зависеть от относительной скорости обтекания препятствия потоком. Таким образом, несмотря на то, что при размещении препятствия в потоке создается перепад давления между его

* Работа выполнена при финансовой поддержке в форме гранта Министерства образования Российской Федерации

лобовой и кормовой зоной, в результате чего формируется силовое воздействие потока на препятствие (турбину), этот перепад давления и силовое воздействие имеют гидродинамическую природу и определяются кинетической энергией потока. Таким образом, независимо от вида свободнопоточной турбины используемой ею энергией будет большая или меньшая часть кинетической энергии потока.

Известно, что значение кинетической энергии потока, проходящего в единицу времени через какое-либо живое сечение ω (ортогональное к вектору скорости), отнесенное к весовому расходу $\rho g Q$ (где Q — объемный расход потока) характеризуется величиной $\frac{u^2}{2g}$.

Учитывая, что $\rho g Q = \rho g u \omega$, полную секундную энергию потока (т. е. его мощность), проходящую через живое сечение ω , запишем в виде:

$$N_{\max} = \rho g u \omega \frac{u^2}{2g} = \frac{1}{2} \rho \omega u^3. \quad (2)$$

Очевидно, что мощность свободнопоточной турбины с площадью живого сечения ω не может превышать мощности, определяемой выражением (2). Результаты расчета предельной мощности водного и воздушного потоков N_n при различных скоростях и различной площади живого сечения приведены в табл. 1. Здесь же указаны расходы, проходящие через живое сечение ω для водного потока.

Таблица 1

Скорость водного потока, м/с		0,5	0,75	1,0	1,25	1,5	2,0
$\omega = 10 \text{ м}^2$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	5,0	7,5	10,0	12,5	15	20
	$N_n, \text{ кВт}$	0,625	2,11	5,0	9,77	16,88	40,0
$\omega = 5 \text{ м}^2$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	2,5	3,75	5,0	6,25	7,5	10,0
	$N_n, \text{ кВт}$	0,313	1,05	2,5	4,88	8,44	20,0
$\omega = 2 \text{ м}^2$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
	$N_n, \text{ кВт}$	0,125	0,422	1,0	1,95	3,38	8,0
$\omega = 1 \text{ м}^2$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	0,5	0,75	1,0	1,25	1,5	2,0
	$N_n, \text{ кВт}$	0,063	0,211	0,50	0,977	1,69	4,0
$\omega = 0,64 \text{ м}^2$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	0,32	0,48	0,64	0,8	0,96	1,28
	$N_n, \text{ кВт}$	0,04	0,135	0,32	0,625	1,08	2,56
$\omega = 0,36 \text{ м}^2$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	0,18	0,27	0,36	0,45	0,54	0,72
	$N_n, \text{ кВт}$	0,023	0,076	0,18	0,352	0,61	1,44
$\omega = 0,25 \text{ м}^2$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	0,125	0,19	0,25	0,31	0,375	0,5
	$N_n, \text{ кВт}$	0,016	0,033	0,125	0,244	0,422	1,0

Данные табл. 1 позволяют определить параметры потока, обладающего мощностью, достаточной для того или иного практичес-

кого использования. При этом следует учитывать, что практически может быть утилизирована лишь часть кинетической энергии.

Свободнопоточная турбина в гидравлическом отношении может рассматриваться также как местное гидравлическое сопротивление, изменяющее размеры натекающего потока и направление его движения. Как известно, удельные потери энергии в местном сопротивлении, отнесенные к единице веса проходящей жидкости, могут быть определены по формуле Дарси

$$h_w = \zeta \frac{u^2}{2g}, \quad (3)$$

где ζ — коэффициент местного сопротивления.

Тогда полная потеря энергии потоком, проходящим сквозь местное сопротивление в единицу времени, равна

$$\Delta e = \rho g Q \zeta \frac{u^2}{2g} = \rho g Q \zeta \frac{u^2}{2}. \quad (4)$$

На первый взгляд кажется очевидным, что в случае взаимодействия с турбиной часть энергии Δe , потерянной потоком, утилизируется турбиной в форме полезной энергии, другая часть энергии расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений, создаваемых устройством (трение, вихреобразование).

Если препятствие неподвижно и сила гидродинамического давления на препятствие не совершает работы (поскольку работа равна произведению силы на путь), вся теряемая потоком энергия будет расходоваться на вихреобразование в следе и преодоление сил трения. Следовательно, при неподвижном препятствии сила реакции препятствия, действующая на поток, изменяет (уменьшает) количество движения жидкости, взаимодействующей с препятствием. Внешний поток, взаимодействуя с массами жидкости в пограничном слое и следе, постепенно ускоряет их, преодолевая силы инерции. Таким образом, потери энергии в местном сопротивлении можно рассматривать как работу сил сопротивления на некотором пути, проходимой массой жидкости пограничного слоя в единицу времени. Поскольку ускорение этих масс осуществляется сложным образом, сила сопротивления будет изменяться с расстоянием от препятствия, и точное вычисление работы затруднительно.

Считается, что в местных сопротивлениях основная часть энергии, теряемой потоком, расходуется на вихреобразование в зоне позади местного сопротивления, поэтому величина потерь энергии в местном сопротивлении находится по разности энергии в сечении потока на подходе к препятствию и в сечении потока за пределами зоны вихреобразования.

Если под воздействием силы гидродинамического давления препятствие (например, лопасть турбины) начинает вращаться, преодолевая силу сопротивления, создаваемую в основном генератором, поток, воздействующий на преграду, совершает полезную работу. Каким образом эта полезная работа связана с обычно регистрируемыми потерями энергии в местном сопротивлении? Входит ли она дополнительной составной частью в потери энергии или потери энергии не изменяются при возникновении вращения препятствия? Если рассматривать обтекание препятствия в системе координат, связанной с этим препятствием, то возникновение вращения при сохранении неизменным значения и ориентации вектора скорости потока, натекающего на препятствие, не должно привести к изменениям в формировании пограничного слоя и в вихреобразовании, а, следовательно, и в значении потерь энергии в местном сопротивлении. Иными словами можно считать, что для потока, натекающего на препятствие, важны значение и направление силы реакции, действующей со стороны препятствия на жидкость. А совершает ли действующая на препятствие сила (равная силе реакции) какую-либо полезную работу, потоку уже безразлично. Эта полезная работа не вызывает дополнительных потерь энергии, если характер обтекания препятствия и вихреобразование сохраняются неизменными, т. е. такими же, как при неподвижном препятствии.

Рассмотрим силы, действующие на неподвижное препятствие со стороны потока, если препятствие составлено системой плоских параллельных препятствий малой толщины (т. е. стеснение потока отсутствует). Будем приближенно считать, что сопротивление такого устройства потоку мало, и весь подходящий поток без изменения расхода проходит через препятствие (рис. 1). Изменение количества движения потока вдоль оси x в этом случае связано только с изменением направления движения:

$$(\Delta wv)_x = \rho Qu - \rho Qu \cos \alpha = \rho Qu (1 - \cos \alpha).$$

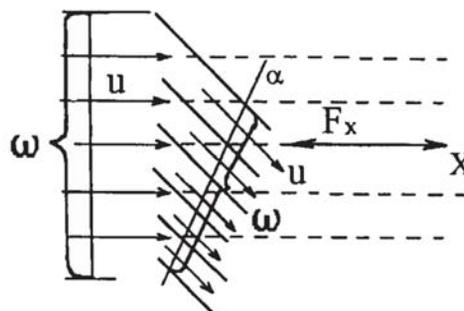


Рис. 1

Тогда на основании теоремы импульсов продольная сила F_x , действующая между жидкостью и препятствием, равна

$$F_x = \rho Qu(1 - \cos \alpha). \quad (5)$$

Эта сила может рассматриваться как сила сопротивления, записываемая в обычной форме:

$$F_x = C_D \rho (1 - \cos \alpha). \quad (6)$$

Откуда:

$$C_D = 2(1 - \cos \alpha). \quad (7)$$

При $\cos \alpha = 0$ (ортогональное натекание) зависимость (7) дает близкое к стандартному для пластины значение $C_D = 2$.

Продольная сила F_x является лишь частью полной силы гидродинамического давления потока на препятствие. Если условно рассматривать препятствие в качестве плоской лопасти турбины, то сила F_m , создающая крутящий момент (рис. 2), оказывается равной

$$F_m = F_x \operatorname{ctg} \alpha = \rho Qu (1 - \cos \alpha) \operatorname{ctg} \alpha. \quad (8)$$

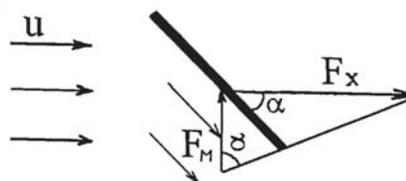


Рис. 2

Анализ выражения (8) показывает, что оно имеет максимум при угле атаки α , близком к 52° (рис. 3), однако следует заметить, что он получен для неподвижного препятствия.

Если рассматривать элемент препятствия (лопасти), вращающийся под действием силы F_m с орбитальной скоростью u_0 , направленной вдоль F_m , то в подвижной системе координат, связанной с движущимся элементом лопасти, угол атаки вектора результирующей скорости (рис. 4) будет равен $(\alpha - \beta)$, где

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{u_0}{u}. \quad (9)$$

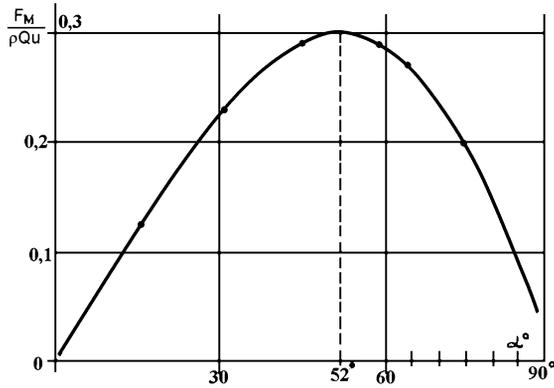


Рис. 3

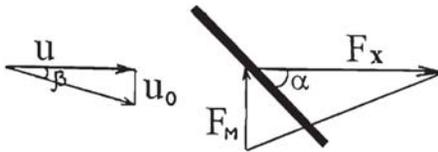


Рис. 4

Очевидно, что с увеличением орбитальной скорости результирующий угол атаки будет уменьшаться и при определенном отношении $\frac{u_0}{u}$ станет равным нулю. При данной орбитальной скорости вращения сила гидродинамического давления потока на рассматриваемый элемент лопасти становится равной нулю. В действительности орбитальная скорость вращения установится такой, чтобы при данной скорости набегающего потока вращающий момент силы гидродинамического давления был бы равен тормозящему моменту, действующему на лопасть от потребителя энергии (например, генератора). При этом предполагается, что вращающий момент в начальный период, когда лопасть покоится, превышает тормозящий момент, вследствие чего вращение лопасти ускоряется до достижения динамического равновесия системы. Известно, что отбираемая от турбины мощность

$$N_0 = M \omega, \quad (10)$$

где N — крутящий момент; ω — угловая скорость вращения.

Поскольку

$$u_0 = \omega r = 2\pi n r, \quad (11)$$

где r — радиус вращения рассматриваемого элемента; n — частота вращения в секунду.

Таким образом, начальный угол атаки α для покоящейся лопасти выбирается достаточно близким к 90° , но таким, чтобы возник-

кающая сила F_m создавала достаточный начальный момент для преодоления момента трогания и была бы достаточной для быстрого «раскручивания» турбины при пуске (преодоления инерционного момента).

Если момент трогания M_t и радиус r известны, и живое сечение и скорость потока заданы, можно найти начальный угол атаки α из соотношения:

$$\rho Q u (1 - \cos \alpha) \operatorname{ctg} \alpha = \frac{M_t}{r}, \quad (12)$$

$$\frac{(1 - \cos \alpha)}{\operatorname{tg} \alpha} = \frac{M_m}{r} \frac{1}{\rho Q u} \Rightarrow \alpha. \quad (13)$$

В рабочем режиме для достижения наибольшего вращающего момента разность углов ($\alpha - \beta$) должна быть близкой к 52° ($\operatorname{tg} 52^\circ = 1,28$). Для достижения этого условия при

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{u_0}{u} = \frac{2\pi n r}{u} \quad (14)$$

необходимо выполнение равенства $\operatorname{tg}(\alpha - \beta) = 1,28$.

Поскольку

$$\operatorname{tg}(\alpha - \beta) = \frac{\operatorname{tg} \alpha - \operatorname{tg} \beta}{1 + \operatorname{tg} \alpha \cdot \operatorname{tg} \beta} = 1,28, \quad (15)$$

из этого соотношения при известном из условий трогания и «раскрутки» угла атаки α можно найти $\operatorname{tg} \beta$ и из соотношения (14) при известных r и скорости потока u можно найти число оборотов лопасти n .

Выражение (14) показывает, что при одном и том же n значение угла β тем больше, чем больше радиус вращения рассматриваемого элемента лопасти. Это позволяет сделать весьма важное заключение о том, что наибольший вклад в суммарный вращающий момент всей лопасти может быть получен лишь в том случае, если угол атаки разных полос лопасти будет различным, возрастающим по мере удаления от центра вращения. Если частота вращения n найдена и определена закономерность изменения угла β с ростом r (14), (15), можно определить $\operatorname{tg} \alpha$ для каждого r . Поскольку $\operatorname{tg}(\alpha - \beta) = 1,28$, очевидно, что с возрастанием угла β вдоль r должен аналогично возрастать и угол атаки α .

Следует отметить, что рассмотренный подход к расчету свободнопроточной турбины раскрывает лишь физическую сторону вопроса. Для более точного анализа этот подход

следовало бы использовать в дифференциальной форме, выполняя аналогичные рассуждения для элементарной полоски преграды (лопасти), шириной dr , расположенной на радиусе r от центра вращения турбинного колеса. Итоговые соотношения можно было бы получить интегрированием дифференциальных соотношений по радиусу, что может быть выполнено на последующих этапах исследования.

При установке в потоке системы турбинных агрегатов на расстоянии не меньшем двух диаметров друг от друга (в поперечном направлении), их взаимное влияние будет небольшим и их можно рассматривать и рассчитывать как независимые установки в динамическом и энергетическом отношении. Продольная расстановка агрегатов в системе должна быть значительно более редкой. Она определяется протяженностью гидродинамической «тени», которая должна быть обоснована специальными исследованиями.

Пропускная способность свободнопоточной турбины является важнейшим фактором, определяющим ее мощность. Схему расположения лопастей турбины в потоке примем согласно рис. 5. В соответствии с этой схемой, площадь проходных отверстий между лопастями турбины ω_n меньше исходной площади ω_0 , что существенно отличает этот анализ от рассмотренных выше ситуаций, в которых предполагалось $\omega_n = \omega_0$ и $u_n = u_\infty$.

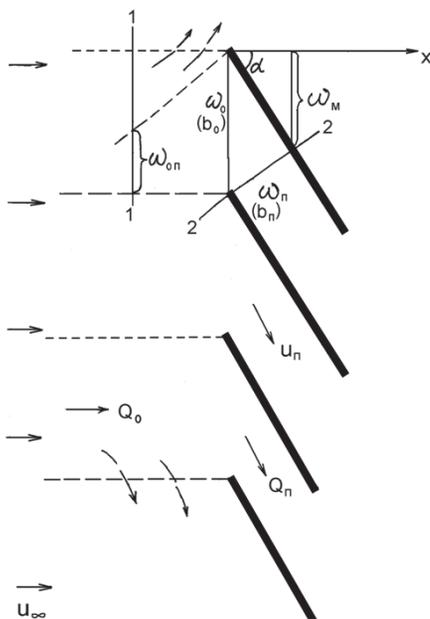


Рис. 5

Таким образом, на пропускную способность свободнопоточной турбины будет влиять уменьшение площади проходных отверстий и изменение скорости течения u_n по сравнению со скоростью u_∞ на подходе к турбине. На значение этой скорости будет влиять как значение w_n , так и значение расхода Q_n , который будет меньше расхода Q_0 на подходе к турбине, поскольку часть расхода вследствие гидравлического сопротивления турбины будет вытесняться за границы потока, натекающего на турбинное колесо.

Для определения скорости u_n в пределах проходных отверстий турбины рассмотрим уравнение импульсов для массы жидкости m_n , движущейся в проходном сечении между лопатками, располагая контрольное сечение 1 – 1 на подходе к турбине, там, где скорость еще равна u_∞ , и сечение 2 – 2 на выходе из межлопаточного пространства (рис. 5).

При этом будем учитывать, что из всей массы ρQ_0 , проходящей через сечение 1 – 1, только часть ее ρQ_n поступит в межлопаточное пространство, а часть будет вытеснена за пределы турбинного колеса. Секундное изменение количества движения проходящей массы жидкости в проекции на ось X при этом составит $\rho Q_n u_n \cos \alpha - \rho Q_\infty u_\infty$. Это изменение будет вызываться импульсами сил давления на торцевые поверхности и импульсом направленной вдоль X силы сопротивления лопасти. С учетом этого уравнение импульсов запишется в виде:

$$\rho Q_n u_n \cos \alpha - \rho Q_\infty u_\infty = p_n w_n \cos \alpha - p_\infty w_{0n} - C_D \rho \frac{u_\infty^2}{2} \omega_0 \sin \alpha, \quad (16)$$

где p_∞ — давление в потоке на подходе к турбине; $\omega_0 u_\infty = \omega_n u_n$, откуда

$$\omega_{0n} = \omega_n \frac{u_n}{u_\infty}. \quad (17)$$

Проекция на ось X силы сопротивления, вошедшая в уравнение последним слагаемым, равна силе, действующий на поток со стороны лопасти вдоль оси X . Учитывая, что проходящий расход $Q_n = u_n \omega_n$ и относя все члены уравнения к единице массы, запишем

$$u_n \cos \alpha - u_\infty = \frac{p_n \omega_n \cos \alpha}{\rho u_n \omega_n} - \frac{p_\infty \omega_{0n}}{\rho u_n \omega_n} - \frac{C_D}{2} \frac{u_\infty^2}{u_n \omega_n} \omega_0 \sin \alpha.$$

Далее, учитывая (17), и принимая во внимание, что $\omega_n = \omega_0 \cos \alpha$, получаем

$$u_n \cos \alpha - u_\infty = \frac{p_n \cos \alpha}{\rho u_n} - \frac{p_\infty u_n}{\rho u_n u_\infty} - \frac{C_D}{2} \frac{u_\infty^2}{u_n} \operatorname{tg} \alpha. \quad (18)$$

Нормируя все слагаемые величиной, получим

$$\left(\frac{u_n}{u_\infty}\right)^2 \cos \alpha - \frac{u_n}{u_\infty} = \frac{p_n \cos \alpha}{\rho u_\infty^2} - \frac{p_\infty u_n}{\rho u_\infty^2} - \frac{C_D}{2} \operatorname{tg} \alpha. \quad (19)$$

Уравнение (19) представляет собой квадратное уравнение относительно интересующей нас величины $\frac{u_n}{u_\infty}$, решение которого за-

висит от неизвестного давления p_n на выходе потока из межлопаточного пространства. Таким образом, уравнение (19) содержит две неизвестных величины.

Для решения задачи одновременно записанным уравнением импульсов используем уравнение Бернулли для потока жидкости между сечениями 1–2, полагая поток горизонтальным:

$$\frac{p_n}{\rho g} + \frac{u_n^2}{2g} = \frac{p_n}{\rho g} + \frac{u_n^2}{2g} + h_{w_{1-2}}. \quad (20)$$

Принимая потери между сечениями 1–2 по формуле Дарси $h_{w_{1-2}} = \zeta_{1-2} \frac{u_\infty^2}{2g}$, из уравнения (20) находим

$$\frac{p_n}{\rho u_\infty^2} = \frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} + \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \zeta_{1-2} - \frac{1}{2} \left(\frac{u_n}{u_\infty}\right)^2. \quad (21)$$

Подставляя полученное выражение в уравнение (19) и группируя слагаемые, получим:

$$\left(\frac{u_n}{u_\infty}\right)^2 \left(\cos \alpha + \frac{1}{2} \cos \alpha\right) + \left(\frac{u_n}{u_\infty}\right) \left(\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - 1\right) + \frac{C_D}{2} \operatorname{tg} \alpha + \left(-\frac{1}{2} - \frac{\zeta_{1-2}}{2} - \frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2}\right) \cos \alpha = 0. \quad (22)$$

Обозначая $\frac{u_n}{u_\infty} \cong \tilde{u}_n$, запишем уравнение (22) в сокращенной форме:

$$a \tilde{u}_n^2 + b \tilde{u}_n + c = 0,$$

$$a = \frac{3}{2} \cos \alpha; \quad b = \left(\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - 1\right);$$

$$c = \frac{C_D}{2} \operatorname{tg} \alpha + \left(\frac{\zeta_{1-2}}{2} - \frac{1}{2} - \frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2}\right) \cos \alpha.$$

Для решения задачи должны быть заданы следующие исходные данные: u_∞, p_∞, C_D , угол

атаки α, ζ_{1-2} . Сводя уравнение к простейшей

форме $x^2 + px + q = 0$, где $x = \tilde{u}_n, p = \frac{b}{a} = \frac{\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - 1}{\frac{3}{2} \cos \alpha}$;

$$q = \frac{c}{a} = \frac{1}{\frac{3}{2} \cos \alpha}, \left[\frac{C_D}{2} \operatorname{tg} \alpha + \left(\frac{\zeta_{1-2}}{2} - \frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - \frac{1}{2}\right) \cos \alpha \right]$$

запишем его решение $x = -\frac{p}{2} \pm \sqrt{\frac{p^2}{4} - q}$ в виде:

$$\tilde{u}_n = \frac{1}{3 \cos \alpha} \left\{ -\left(\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - 1\right) \pm \sqrt{\left(\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - 1\right)^2 - 6 \cos \alpha \left[\frac{C_D}{2} \operatorname{tg} \alpha + \left(\frac{\zeta_{1-2}}{2} - \frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - \frac{1}{2}\right) \cos \alpha \right]} \right\}$$

или иначе:

$$\tilde{u}_n = \frac{\left(\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - 1\right)}{3 \cos \alpha} \left\{ -1 \pm \sqrt{1 - \frac{6 \cos \alpha}{\left(\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - 1\right)^2} \left[\frac{C_D}{2} \operatorname{tg} \alpha + \left(\frac{\zeta_{1-2}}{2} - \frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} - \frac{1}{2}\right) \cos \alpha \right]} \right\}. \quad (23)$$

Из физических соображений очевидно, что $\tilde{u}_n > 0$. Анализ показывает, что для реальных

случаев величина $\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2} \gg 1$, следовательно,

возможно решение только со знаком плюс перед радикалом. При этом второе слагаемое под радикалом должно иметь собственный отрицательный знак, что обеспечивается

значительной по модулю величиной $\frac{p_\infty}{\rho u_\infty^2}$.

Выполним пример расчета для водяной турбины при условии: $u_T = 2,0$ м/с; $\rho = 1000$ кг/м³; $p_\infty = 10^5$ Па; $C_D = 1,5$; $\alpha = 60^\circ$; $\zeta_{1-2} = 0,1$:

$$\tilde{u}_n = \frac{\left(\frac{10^5}{10^3 \cdot 2^2} - 1\right)}{3 \cdot 0,83} \left\{ -1 + \sqrt{1 - \frac{6 \cdot 0,83}{\left(\frac{10^5}{10^3 \cdot 2^2} - 1\right)^2} \left[\frac{1,5}{2} \cdot 0,68 + \left(\frac{0,1}{2} - \frac{10^5}{10^3 \cdot 2^2} - \frac{1}{2}\right) \cdot 0,83 \right]} \right\} = 0,86.$$

При этом проходящая через турбину мощность водного потока составит 0,528 от мощности потока на подходе к турбине.

Выполненный в данной работе анализ не учитывает вращения турбинного колеса, которое может существенно влиять на результаты анализа. Учет вращения может быть выполнен с использованием изложенного подхода на последующих этапах исследования.

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО В КАБАРДИНО-БАЛКАРСКОЙ РЕСПУБЛИКЕ (КБР): ТЕНДЕНЦИИ. ПРОБЛЕМЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ

Мирзоев М.И. к.т.н., ОАО «КНЧГЭС»

Республика Кабардино-Балкария расположена в центральной части северного склона Большого Кавказского Хребта и на прилегающей к ней равнине. Горы составляют половину площади республики. Зона альпийских и субальпийских лугов начинается с высоты 2000 м над уровнем моря. Гора Эльбрус, располагающаяся на территории Республики, самая высокая вершина Европы, ее Западная вершина достигает отметки 5642 м над уровнем моря. От Эльбруса и его склонов берут начало несколько средних рек Республики и множество их притоков.

Гидрографическая сеть республики представляет собой 140 рек и ручьев бассейна реки Терек, с площадью водосбора 12,5 тыс. км² и общей протяженностью 2620 км. Самые крупные реки Республики — это: Терек, Малка, Баксан, Чегем и Черек. Среднее падение рек от истоков до устья за исключением самой полноводной, полуравнинной реки Терек, составляет около 2000 – 2500 м.

Республика обладает весьма значительным гидроэнергетическим потенциалом. Во времена Советского Союза, когда освоение бассейнов рек рассматривалось системно, в комплексе со всеми отраслями народного хозяйства и всех объектов гидроэнергетики данного бассейна, были разработаны схемы энергетического использования рек Кабардино-Балкарии. Согласно этим схемам, технический потенциал гидроэнергоресурсов КБР (схема размещения перспективных ГЭС в Кабардино-Балкарии, Гидропроект 1991 г.) оценивался в 4,7 млрд. кВт·ч. Величина экономически обоснованного потенциала была оценена в 2,8 млрд. кВт·ч, не считая малую энергетику.

Малая гидроэнергетика является одним из наиболее экономичных и экологически безопасных способов получения электроэнергии. Небольшие электростанции позволяют сохранять природный ландшафт, окружающую среду не только на этапе эксплуатации, но и в процессе строительства. При последующей эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она

полностью сохраняет первоначальные природные свойства. В реках сохраняется рыба, вода может использоваться для водоснабжения населения. Использование малых гидроэлектростанций в России было всегда. В 50 – 60 гг. у нас в стране работало несколько тысяч малых ГЭС. Сегодня их количество едва достигает нескольких сотен. Между тем, постоянный рост цен на органическое топливо приводит к значительному удорожанию электрической энергии, доля которой в себестоимости производимой продукции достигает 20 и более процентов. На этом фоне малая гидроэнергетика обретает новую жизнь и у нас, в Республике Кабардино-Балкария (табл. 1).

Так Федеральной Гидрогенерирующей Компанией ОАО «ГидроОГК», помимо строящегося в КБР Каскада Нижне-Черкесских Гидроэлектростанций, через свой некоммерческий Фонд Развития Возобновляемых Источников Энергии «Новая энергия» (заказчик) совместно с Республиканскими властями развернута целая программа по инвестированию средств в строительство объектов малой гидроэнергетики. Был создан Координационный совет между ОАО «ГидроОГК» и Правительством КБР во главе с Председателем Правительства КБР Х. Чеченовым. В результате работы Координационного совета некоторые объекты малой гидроэнергетики попали в Федеральную целевую программу «Юг России», где соинвестором выступает уже РФ. В местные исполнительные органы самоуправления поданы ходатайства о намерениях (Предварительное обоснование инвестиций) по 5 МГЭС. Это Зарагжская МГЭС на отводящем канале Аушигерской ГЭС, Верхне-Балкарская МГЭС на верхнем течении р. Черек-Балкарский, Кара-Суу на р. Кара-Суу, МГЭС Адыр-Суу на р. Адыр-Суу и каскад МГЭС на р. Адыл-Суу и Шхельда. По Черекской МГЭС уже проведено обоснование инвестиций, прошедшее государственную экспертизу. Руководителем всех этих проектов является Исполнительный директор ОАО «Каскада Нижне-Черкесских ГЭС» Соттаев Али Абдуллаевич.

Таблица 1

Некоторые показатели проектируемых МГЭС

МГЭС	Тип станции	Напор, м	Расход, м ³ /с	Отвод земель, га		Объем верхнего бассейна, м ³	Установленная мощность, МВт	Среднегодовая выработка, млн. кВтч
				Врем.	Пост.			
Зарагижская	Деривационная	35	60	17,1	11,1	–	15	61
Верхне-Балкарская	Деривационная	213	9	9	5,5	7000	15	75
Кара-Суу	Деривационная	412	1,5	2,35	0,95	5000	4,5	28,6
Адыр-Суу	Деривационная	440	7	3	9	14000	24	93
Адыл-Суу и Шхельда	Деривационная	224	2,8	14,6	7,8	3000	20	68,55
		104	5,52					
		105	2,72					
		178	2,52					

Кабардино-Балкария обладает такими уникальными природно-рекреационными богатствами как: национальные парки, естественный неповторимый природный ландшафт. На фоне развернутой деятельности в области строительства малых ГЭС, а они строятся в основном на средних течениях рек КБР в горных и предгорных районах, может показаться, что это приведет к разрушению природной среды, к нарушению естественного ландшафта территорий строительства и т.д. Возможны также опасения, что существующая в горах опасность чрезвычайных аварийных ситуаций природного характера может усугубиться техногенными факторами, возникающими при строительстве МГЭС. Бытует ошибочное представление об огромных затопляемых территориях, больших объемах воды в верхних бьефах водохранилищ, а также о вибрационных воздействиях как самой станции ГЭС, так и деривационного трубопровода. Все это может послужить местным властям, общественным организациям, инициативным группам жителей районов предполагаемого строительства МГЭС поводом для действий, направленных на запрещение их строительства. Это, прежде всего, обусловлено малой информированностью общественности об условиях и технологиях строительства конкретной МГЭС. В связи с этим важнейшей задачей на этапе проектирования является проведение разъяснительной работы с населением. На самом деле указанной опасности не существует, так как проектируемые малые ГЭС относятся к станциям деривационного типа: для забора воды применяется низконапорная плотина, не препятствующая свободному те-

чению реки и пропуску паводковых расходов. В составе сооружений отсутствуют водохранилища, которые могут существенно повлиять на микроклимат и гидрогеологические условия района, а также создать аварию — катастрофу при их прорыве, так как волна прорыва из-за малого объема воды быстро ослабевает на коротком расстоянии. Деривация на МГЭС выполняется в виде напорного трубопровода, закладываемого в ряде случаев в дороги, туннели, или обратные засыпки. Наличие в них таких конструкций как деформационные компенсаторы, анкерное крепление, сведет на нет все вибрационные влияния на окружающую среду. Для предотвращения изменения уровня грунтовых вод и гидрологического режима русел рек ниже водозабора с головного узла осуществляются санитарные попуски в размере не ниже 50% от минимального зимнего расхода этих рек.

Для полной, комплексной оценки воздействия этих объектов на природную среду проводятся проектные работы, включающие в себя инженерно-технические изыскания района строительства, оценку воздействия на окружающую природную среду, поиск максимально эффективных инженерных решений тех или иных проблем природно-ситуационного или организационного характера. Все изыскания и проектные решения в конце проектирования проходят государственную вневедомственную экспертизу на достоверность, эффективность и надежность принятых решений.

Для начала проектных работ по каждому конкретному объекту составляются и утверждаются Акты выбора земельного участка (под площадку строительства). На основании

этих Актов подготавливаются технические условия на проектирование этих объектов с указанием всех необходимых требований по экологической, геологической, противоаварийной безопасности.

Однако наличие утвержденного Акта выбора земельного участка не является достаточным основанием для окончательного отвода земель. Земли под строительство объекта отводятся после того, как сам Проект и изыскания пройдут Госэкспертизу, а Том ОВОС пройдет экологическую экспертизу.

Особый акцент при общественных слушаниях, публикациях информационных статей на данную тему очень важно делать на материально-финансовые выгоды от строительства данных объектов. Ведь современное социальное напряжение в обществе прежде всего объясняется безработицей у населения. Строительство новых ГЭС обусловит появление новых рабочих мест, как в период строительства, так и в последующей их эксплуатации. Это будет фактором появления высококвалифицированных специалистов прежде всего у местного населения.

Также немаловажным является тот факт, что в результате строительства МГЭС существенно улучшится инфраструктура местности: дороги, линии телемеханики и электропередач, и т.д. От последующей эксплуатации за счет налоговых отчислений бюджеты местных поселений могут выйти на уровень самодостаточнос-

ти, что будет способствовать повышению уровня жизни местных жителей.

Для КБР расширение производства электроэнергии имеет особую актуальность, поскольку её энергосистема является в Северо-Кавказском регионе одной из наиболее дефицитных. В настоящее время из общего объёма потребляемой в республике электроэнергии, составляющего около 1400 млн. кВт·ч в год, все действующие электростанции республики в летнее время способны покрыть не более 45%. Остальную часть этого объёма приходится закупать на оптовом рынке. Однако сегодняшняя стоимость покупной электроэнергии имеет тенденцию к дальнейшему росту, поскольку основными поставщиками электроэнергии на этот рынок являются тепловые электростанции региона, работающие на дефицитном и дорогом органическом топливе. Это приводит к повышению потребительских тарифов на внутреннем рынке, снижает надёжность и сдерживает рост электропотребления республики. Это особенно актуально в свете развития туристической индустрии в КБР, поскольку является дополнительным источником повышения цен на услуги, предоставляемые как канатно-подъёмными устройствами, так и гостиницами. В этой ситуации строительство гидроэлектростанций различной мощности, способных замещать дорогую электроэнергию, является для Кабардино-Балкарии основным направлением развития и укрепления собственной электрогенерирующей базы.

ОСОБЕННОСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ МАЛЫХ ДЕРИВАЦИОННЫХ ГЭС НА ПРИРОДНУЮ СРЕДУ РАЙОНОВ ИХ РАЗМЕЩЕНИЯ

Дмитриева И.Л., к.х.н., Гурьевич Т.Б., к.т.н., Самосейко А.Н., ООО «Центр сооружений, конструкций и технологий в энергетике», Кульбаев А.В., ОАО «Каскад Нижнечерекских ГЭС»

Строительство малых деривационных ГЭС (МГЭС) является перспективным направлением развития энергосистемы Северного Кавказа. Проекты гидроэнергетических объектов указанного типа должны учитывать особенности природных условий горных территорий и отвечать требованиям технической и экологической безопасности.

Для решения этих задач необходимо знание основных факторов воздействия МГЭС на окружающую среду, состава инициируемых ими техноприродных процессов, экологичес-

ких последствий проявления этих процессов. В настоящей работе вышеперечисленные вопросы рассматриваются на основе:

анализа опыта эксплуатации малых деривационных ГЭС в республиках Северного Кавказа;

комплексных геоэкологических исследований в районах предполагаемого размещения новых объектов;

прогнозных оценок и расчетов.

Энергоэкономическая эффективность и техническая безопасность МГЭС на горных реках

определяются выбором местоположения объектов, компоновкой основных сооружений.

К основным сооружениям МГЭС указанного типа относятся:

водозаборный гидроузел (ВГУ),

деривационная система,

здание станции с отводящим каналом и повышающей подстанцией.

Компоновка и конструктивные решения ВГУ должны обеспечить гарантированное поступление воды на станцию, безаварийный пропуск высоких паводков, защиту деривационной системы от наносов, шуги и льда.

Так, недостаточное внимание к этим требованиям привело к аварии на Мухольской МГЭС на р. Черек-Балкарский. В 1966 г. паводком редкой повторяемости (около 220 м³/с) была разрушена плотина ВГУ. В результате водозабор превратился в бесплотинный. Подача воды в систему деривации в настоящее время происходит при бытовых уровнях реки во время паводков. В меженный период необходимый уровень воды поддерживается регулировочными мероприятиями с помощью бульдозера. В результате мощность Мухольской МГЭС снизилась на треть. Разрабатывается проект реконструкции станции.

Деривационная система МГЭС в условиях горных территорий должна быть защищена от воздействия заметного перепада температур, схода селей, снеговых лавин, камнепадов, оползней. Известны случаи повреждения деривационных каналов, лотков, напорных трубопроводов в результате развития неблагоприятных геодинамических ситуаций. Эти же факторы могут воздействовать на здания МГЭС, приводя их к разрушению или повреждению.

Реки Северного Кавказа являются местообитанием ценных видов рыб, поэтому в составе МГЭС должны быть предусмотрены рыбозащитные и рыбопропускные сооружения.

Рассмотрим особенности природных условий, определяющих выбор компоновки сооружений, и прогнозные оценки возможного воздействия на окружающую среду двух малых деривационных ГЭС, проектируемых на р. Билягидон в республике Северная Осетия и р. Черек-Балкарский в республике Кабардино-Балкария.

Станции предназначены для покрытия сезонных дефицитов энергообеспечения райо-

нов их размещения.

Река Билягидон (длина — 17 км, площадь водосбора — 60 км²) является левым притоком р. Урух, которая, в свою очередь, впадает в Терек. Билягидонская МГЭС будет располагаться в нижнем течении реки у с. Ахсау и использовать естественное падение реки в 280 м на длине 2,4 км.

Верхнебалкарская МГЭС будет размещена на р. Черек-Балкарский (длина — 51 км, площадь водосбора — 695 км²) выше с. Верхняя Балкария. На участке деривации длиной около 6 км река имеет естественное падение высоты в 212 м.

Природные условия районов размещения станций в общих чертах сходны. Климат относится к умеренно континентальному типу со среднемноголетней годовой температурой воздуха 3,0 – 6,3°С. Минимальная температура за период наблюдений опускалась до минус 30 – 33°С, максимальная достигала 26 – 33°С. Годовая сумма осадков изменяется в пределах 300 – 900 мм. Их наибольшее количество выпадает с апреля по октябрь.

Билягидон и Черек-Балкарский — типично горные реки с большими скоростями течения, значительными подъемами уровней в конце апреля – начале мая, половодьем в теплое время года и довольно устойчивой меженью в осенне-зимний период. Максимальные расходы наблюдаются в июле – августе, минимальные — в январе – марте. Характеристика расходов приведена в табл. 1.

Таблица 1
Расчетные расходы воды в створах водозабора проектируемых МГЭС

МГЭС	Расходы (м ³ /с) при обеспеченности года			
	0,5%	1%	3%	95%
Билягидонская	56,4	47,6	34,8	0,36
Верхнебалкарская	235,3	159,9	86,8	1,84

В створе Билягидонской МГЭС среднемноголетний модуль речного стока составляет 34 л/с · км², в створе Верхнебалкарской МГЭС — 31,6 л/с · км². Реки существенно различаются величинами твердого стока. Для р. Билягидон он составляет 18,6 тыс. т в год, для р. Черек-Балкарский — 295 тыс. т в год. Свыше 90% годового стока наносов проходит в летние паводковые месяцы.

Бурное течение рек препятствует их промерзанию в зимний период, способствует образованию шуги.

По химическому составу воды рек относятся к гидрокарбонатному классу, группе кальция, с нейтральным водородным показателем, высокой концентрацией растворенного кислорода, общей минерализацией — 80 – 150 мг/л, низким содержанием загрязняющих веществ. Несколько повышенные значения концентраций соединений тяжелых металлов в водах р. Черек-Балкарский обусловлены природным полиметаллическим фоном территории.

По уровню развития гидробионтов реки относятся к олиготрофному типу.

Основу ихтиофауны изучаемых рек составляют такие ценные виды рыб как ручьевая форель и терский усач. Промышленный лов на реках не производится.

Рельеф районов размещения станций — сильно пересеченный, с отчетливо выраженными надпойменными террасами.

Коренные породы, слагающие борта долины р. Билягидон в пределах участка сооружений Билягидонской МГЭС, представлены гранитами различного состава: лейкократовыми, биотитовыми, мусковитовыми, двуслюдяными.

С поверхности граниты, как правило, перекрыты рыхлыми четвертичными отложениями, которые представлены образованиями различного генезиса: ледниковыми, аллювиальными, делювиальными, пролювиальными и коллювиальными.

Коренными породами на участке основных сооружений Верхнебалкарской МГЭС являются скальные и полускальные грунты гранитоидов разных геологических формаций среднепалеозойской системы, кристаллические сланцы девонской системы и метаморфизированные кварцево-биотитовые сланцы, кварциты, песчаники нижнего и среднего отделов каменноугольной системы, глинистые сланцы, песчаники и порфириты плинсбахского яруса нижнего отдела юрской системы.

Днища речных долин сложены аллювиальными отложениями, часто перекрытыми пролювиальными, коллювиально-делювиальными и обвально-оползневыми грунтами.

Что касается гидрогеологических условий участков, в четвертичных отложениях

уровень подземных вод близок к отметкам уровня речных вод, а в коренных бортах имеет значительный уклон в сторону днища долин.

В бассейнах развиты современные геодинамические процессы, обуславливающие образование оползней, обвалов, камнепадов, селей.

Сейсмичность районов предполагаемого строительства МГЭС — 8 – 9 баллов.

Почвенно-растительный покров и животный мир изучаемых территорий испытывает многолетнее воздействие экстенсивного хозяйствования.

В целом экологическое состояние районов строительства оценивается как удовлетворительное, стабильное.

Для каждой проектируемой станции было рассмотрено несколько вариантов компоновки сооружений, отличающихся отметками и типом ВГУ, типом и длиной деривации, отметками створа здания МГЭС, количеством устанавливаемых гидроагрегатов. Выбор оптимальной компоновки производился путем сравнения энергоэкономических показателей и прогнозируемых экологических последствий для разных вариантов.

При разработке прогнозов учитывалось современное состояние природной среды районов размещения МГЭС, воздействие на него факторов строительного и эксплуатационного периодов.

Анализ отечественного и зарубежного опыта строительства и эксплуатации МГЭС деривационного типа показывает, что основными факторами воздействия этих объектов на окружающую среду в *строительный период* являются:

- работы по подготовке площадок;
- земляные и бетонные работы;
- монтаж и возведение объектов,
- временное выгораживание части речного дна до строительства ВГУ;
- реконструкция и строительство автодорог, мостовых переходов;
- функционирование строительной техники;
- антропогенный прессинг контингента строителей;

в период эксплуатации:

- изъятие части территории бассейна под сооружения МГЭС;
- изъятие части речного стока в деривационную систему;

накопление части речного стока и насосов в зоне подпора;

перемешивание воды при прохождении через турбины;

возможная фильтрация подземных вод;

возможные утечки воды из деривационной системы.

Компоновки, принятые к проектированию, основные характеристики МГЭС приведены в табл. 2.

Надо отметить, что воздействие на окружающую среду строительного периода вследствие небольшого объема работ, использования ограниченного количества машин и механизмов (до 20 единиц), небольшого численного людского контингента (60 – 100 чел.) будет краткосрочным (15 – 20 мес) и локализованным, практически, в пределах отводимого участка. Благоустройство и озеленение территории по завер-

Таблица 2

Характеристики проектируемых МГЭС

№ п.п.	Сооружение, оборудование, показатель	Характеристика, величина показателя	
		Билягидонская МГЭС	Верхнебалкарская МГЭС
1	ВГУ: тип	Тирольского типа с 2 донными водоприемными галереями, рыбозащитными устройствами	Плотинного типа с автоматическим водосливом, рыбозащитными, рыбопропускными устройствами
	отметка створа, м	1527	2930
	отбираемый объем стока, %	75	45
2	Деривационная система: тип	Напорный трубопровод в траншее	Напорный трубопровод в траншее
	длина, м	2400	5700
	диаметр трубы, м	1,2	1,8
	макс. потери напора, м	6	20
3	Здание МГЭС, отметка, м	1247	2718
4	Гидроагрегаты: номинальная мощность, МВт количество, шт.	2,5	4,9
		3	3
5	Статический напор, м	280	212
6	Расходы МГЭС, м ³ /с: максимальный минимальный санитарный попуск	3	9
		0,22	1
		0,18	1,38
7	Установленная мощность МГЭС, МВт	7,2	14,7
8	Среднегодовая выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	25	75,9
9	Удельная стоимость электроэнергии тыс.руб. за 1 кВт·ч	37,8	34,6

шению строительства позволит устранить негативные изменения среды.

Длительное воздействие факторов эксплуатационного периода инициирует ряд техно-природных процессов, развитие которых, по нашим оценкам, приведет к определенным изменениям компонентов природной среды (табл. 3).

Прогнозные расчеты, сравнение с объектами — аналогами, экспертные оценки показывают, что эксплуатация Билягидонской и Верхнебалкарской МГЭС в условиях выполнения рекомендуемых природоохранных мероприятий не приведет к сколь-либо заметным изменениям местного климата, состава воздушных

масс, геологических и гидрогеологических условий районов их размещения. Вследствие этого здесь не ожидается изменений почвенно-растительного покрова и условий обитания животных, за исключением небольших участков занятых под сооружениями.

Наибольшему воздействию будет подвергаться водная среда. Некоторое снижение качества воды прогнозируется на речных участках, испытывающих снижение водности в результате забора части речного стока (до 75% на р. Билягидон, до 45% на р. Черек-Балкарский) в деривационную систему. Однако это снижение нивелируется улучшением качества в зоне подпора (для Верхнебал-

Прогноз влияния эксплуатации МГЭС на окружающую среду

№ п.п.	Факторы воздействия, инициируемые процессы	Экологические последствия		Природоохранные рекомендации
		Билягидонская МГЭС	Верхнебалкарская МГЭС	
1	Изъятие части территории бассейна под сооружения МГЭС. Площадь постоянного отчуждения для Билягидонской станции — 0,66 га; для Верхнебалкарской — 2,7 га	Изменение рельефа участка. Утрата почвенно-растительного покрова под сооружениями, его трансформация на участке землеотвода.		Благоустройство и озеленение территорий станций.
2	Изъятие части речного стока в деривационную систему. Снижение водности на участке р. Билягидон в 2400 м, р. Черек-Балкарский — 5700 м	Повышение уровня минерализации вод на этом участке на 20%, рост содержания взвесей на 10%	Повышение уровня минерализации вод на 10 – 15 %	Обустройство водоохраных и прибрежных полос. Оборудование станций локальными очистными сооружениями. Установление на ВГУ рыбозащитных и рыбопропускных сооружений
3	Аккумуляция части речного стока и наносов в зоне подпора. Замедление скорости течения. Активизация процессов разбавления, седиментации, сорбции	Подпор отсутствует	Снижение уровня минерализации вод в зоне подпора на 15 – 20%, содержания соединений тяжелых металлов на 20 – 30%	
4	Перемешивание воды при прохождении через турбины. Насыщение воды кислородом, активизация процессов окисления деструкции	Снижение содержания в воде органических биогенных веществ на 10%. Изменение условий обитания ихтиофауны. Ущерб рыбным запасам 0,14 т. в год	Снижение содержания в воде органических и биогенных веществ на 8 – 10%. Изменение условий обитания ихтиофауны. Ущерб рыбным запасам 22,9 т. в год	
5	Возможная фильтрация подземных вод	Снижение уровня подземных вод в межливневый период на ~ 20 см. В целом режим и состав подземных вод сохраняются		Обустройство деривационной траншеи системой дренажа с выводом вод в реку

карской МГЭС) и на участках водовыпусков ниже зданий обеих станций.

Существенным будет воздействие эксплуатации МГЭС на водную биоту, выражающееся:

в снижении рыбопродуктивности участков рек между ВГУ и стационарными узлами; гибели части планктона, кормовых организмов при попадании в ВГУ, деривационную систему, прохождении турбин МГЭС;

шумовом воздействии на рыб, нарушении миграционных путей, кормовых, нагульных, нерестовых зон.

Для снижения негативных последствий для ихтиофауны ВГУ обеих станций оборудуются рыбозащитными устройствами, препятствующими попаданию взрослых особей в деривационную систему.

Плотина Верхнебалкарской МГЭС оборудуется рыбоходом, позволяющим рыбе мигрировать вверх и вниз по реке в обход деривации. Выше водозабора устанавливается «отпугивающее» устройство, направляющее рыбу в рыбоход.

Эти меры позволяют ограничить ущерб рыбным запасам р. Билягидон величиной 0,14 т в год, р. Черек-Балкарский – 22,9 т в год.

В целом влияние проектируемых МГЭС на окружающую природную среду по нашим оценкам будет вполне допустимым и не приведет к нарушению экологического равновесия районов их размещения. Экологическая безопасность станций, значимый социальный эффект делают их строительство привлекательным и оправданным.

**ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВОЗВЕДЕНИЯ КАЛМЫЦКОЙ ВЭС
НА БАЗЕ ВЭУ МЕГАВАТТНОЙ МОЩНОСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

Зубакин В.А., ОАО «ГидроОГК, Кулаков А.В., Нырковский В.В., Николаев В.Г., к. ф.-м. н., НИЦ «АТМОГРАФ», Шешн В.Я., ООО «Ветровая энергетика и техника»

5 декабря 2007 г. в день празднования Нового года по буддийскому календарю на Калмыцкой ВЭС близ Элисты состоялся запуск в опытную эксплуатацию ВЭУ «РАДУГА-1» 17 номинальной мощностью 1 МВт. Это знаменательное для отечественной ветроэнергетики событие произошло после ее семилетнего «перестроечного» простоя, или точнее долгостроя (рис.).



Рис. Ветроэлектрическая установка ВЭУ «РАДУГА-1» 17 номинальной мощностью 1 МВт с диаметром ветроколеса 48 м и высотой башни 36 м

О важности этого события свидетельствует тот факт, что на открытии ВЭС присутствовали Президент и Премьер-министр республики Калмыкия, а также первые лица ОАО «ГидроОГК», ответственные в масштабах страны за разработку программ и развитие отечественной ветроэнергетики.

Работу по доработке и подготовке ВЭУ «РАДУГА-1» 17 к пуску при организационной и финансовой поддержке РАО «ЕЭС России» и ОАО «ГидроОГК» выполнило предприятие ООО «ИНКОМТЕХ» (г. Дубна, Московская обл.). Работа по доработке и завершению строительства ВЭУ потребовала создания новой системы управления установкой, радикальной переделки гидравлической системы, восстановления мульти-

пликатора, механизмов и электроприводов, доработки системы генерации и преобразования электроэнергии.

Первые несколько дней опытного функционирования установки под управлением оператора ООО «ИНКОМТЕХ» оказались удачными с точки зрения проявления различных климатических и организационных ситуаций: с переменным по скорости (6 - 16 м/с) вплоть до сильного и порывистым ветром, температуры от 0 до - 3°С, с высокой влажностью, сырым туманом и обледенением конструкций, с внезапным (без предупреждения) отключением и подключением ВЭС к распределительным сетям, последнее из которых сопряжено с возможностью серьезных технологических аварий.

Работа ВЭУ в таких условиях позволила выявить ряд технических и организационных проблем, требующих решения к началу промышленной эксплуатации ВЭС. Наиболее актуальными из них являются следующие:

необходимость создания надежной системы дистанционного управления ВЭС;

необходимость при дальнейшем развитии проекта Калмыцкой ВЭС создания автоматической системы согласования фазы электроэнергии работающих ВЭУ с фазой сети при подключении распределительной сети;

организация и оптимизация системы диспетчирования, обеспечивающей невозможность внезапных отключений и подключений ВЭС к центральной распределительной сети;

необходимость подготовки качественной документации для персонала ВЭС по их техническому регламенту и эксплуатации;

необходимость серьезной подготовки операторов управления отдельными ВЭУ и ВЭС в целом.

В соответствии с утвержденными совместными планами ОАО «ГидроОГК» (нынешнего куратора проекта Калмыцкой ВЭС) и ОАО «КалмЭнерго» в ближайшее время намечено начать этап опытно-промышленной эксплуатации ВЭУ «РАДУГА-1» 17, в ходе которой должно быть всесторонне отработано взаимодействие ВЭС с распределительной

сеть, доведены до промышленной кондиции алгоритмы и программное обеспечение системы управления ветроустановкой и ВЭС, создана система обучения будущего персонала и подготовлен минимально необходимый персонал для управления ВЭУ и ВЭС, подготовлена инфраструктура для обеспечения эксплуатации, регламентных работ и ремонта действующих установок и элементов ВЭС, выявлены особенности и недочеты функционирования конструкции ВЭУ в реальных условиях ее эксплуатации с проведением необходимых мероприятий по устранению последних.

В процессе эксплуатации планируется вести автоматическую запись большинства параметров, характеризующих работу ВЭУ, в том числе силы и направления ветра, текущей мощности, оборотов ветроколеса, выработки электроэнергии, статических и динамических нагрузок на конструкцию ВЭУ, вероятности и влияния обледенения на работу и пр.

Техническая идеология, заложенная в конструкцию ВЭУ «РАДУГА-1» 17, представляется вполне современной, включающей управляемые лопасти в систему генерации на основе синхронных электрогенераторов на постоянных магнитах и конвертора вырабатываемой ВЭУ электроэнергии, работу ветроколеса на переменных оборотах с поддержанием оптимального с точки зрения законов аэродинамики соотношения окружных скоростей ветроколеса и скоростей бегающего на него ветрового потока.

Однако данная ВЭУ была спроектирована около 18 лет назад, когда на российском рынке отсутствовали серийно производимые комплектующие изделия для ВЭУ большой (мегаваттной) мощности. Поэтому в конструкции ВЭУ были использованы модифицированные в той или иной мере авиационные и ракетные комплектующие: в качестве мультипликатора задействован вертолётный редуктор, гидрораспределитель и система управления адаптированы из соответствующих ракетных агрегатов, металлические лопасти, каркас и обшивка гондолы изготовлены авиационным заводом по авиационным технологиям. Большая часть использованных в конструкции ВЭУ «РАДУГА-1» 17 комплектующих изделий в настоящее время не производится, а производство большинства элементов и агрегатов ВЭУ авиационными заводами в настоящее время является недопустимо дорогим.

В соответствии с выше изложенным, производство ВЭУ мегаваттной мощности в России следовало бы начинать, по мнению авторов, с существенного изменения конструкции ВЭУ, построенной на использовании в их составе безредукторной передачи мощности ветроколеса на генератор на базе низкооборотного генератора на постоянных магнитах, системы управления на основе современных серийных типовых компонентов, неметаллических лопастей, более высоких башен и др.

Предварительный анализ и модельные расчёты показывают, что на имеющихся фундаментах Калмыцкой ВЭС возможна установка ВЭУ единичной мощностью до 1,5 МВт, при этом имеются технические возможности доведения мощности ВЭУ «РАДУГА-1» 17 до указанной мощности 1,5 МВт без существенного изменения ее технической идеологии. Для подтверждения несущей способности фундаментов планируется проведение инспекции их состояния.

Работа по запуску ВЭУ «РАДУГА-1» 17, выполненная ООО «ИНКОМТЕХ», позволила укрепить состав и повысить квалификацию и практические навыки имеющегося коллектива специалистов. Приобретённый опыт позволяет компании «ИНКОМТЕХ» в короткие сроки (порядка 1 – 1,5 года) провести работы по проектированию и подготовке опытно-промышленных образцов фактически новой и достаточно современной ВЭУ мощностью $\approx 1,5$ МВт на базе в основном отечественных и отчасти импортных комплектующих, используемых в качестве базовых для завершения строительства Калмыцкой ВЭС и устанавливаемых на уже имеющихся фундаментах.

Дальнейшее развитие этого направления позволит производить ВЭУ мегаваттных мощностей для российской энергетики, а также на экспорт, поскольку мировой рынок ВЭУ далёк от насыщения.

В настоящее время безусловными лидерами в области производства ВЭУ с номинальной мощностью от 1,5 – 2 МВт и выше являются западноевропейские производители (ENERCON, VESTAS, GAMESA, SIMENS, DeWind и др.), транснациональная компания GENERAL ELECTRIC, индийская компания SUZLON и японская MITSUBISHI. Современная мировая ветро-

энергетика – это реальный энергетический сектор современной электроэнергетики с впечатляющими темпами развития (более 30% прироста мощностей ВЭС в 2007 г.) с планируемой суммарной установленной мощностью на конец 2008 г. 100 ГВт. В ветроэнергетической отрасли задействованы сотни тысяч специалистов. Доля ветроэнергетики в выработке электроэнергии передовых стран достигает 12% (Германия) – 22% (Дания). Производители ВЭУ загружены полностью и принимают заказы на поставку ВЭУ только через 3 – 5 лет, в результате высокого спроса цены на ветроэнергетическое оборудование значительно выросли за последние 2 – 3 года.

Предварительный анализ российского машиностроения, проводимый в соответствии с программой ГидроОГК по ветроэнергетике, позволяет отметить, что в России нет аналогичного европейским производствам машиностроительного комплекса, подготовленного к производству мощных ветроустановок.

В связи с этим в российских заинтересованных кругах рассматриваются четыре пути получения ВЭУ для российской энергетики:

- 1) покупка готовых ВЭУ зарубежного производства;
- 2) покупка лицензий у ведущих зарубежных производителей и последующее лицензионное производство ВЭУ в России;
- 3) привлечение зарубежных производителей для создания производства ВЭУ на территории России;
- 4) организация собственного производства ВЭУ на базе отечественных разработок и промышленной базы.

Первые три пути следует рассматривать как временное решение проблемы внедрения ВЭС в России на начальном этапе развития отечественной ветроэнергетики. Однако полноценная и широкомасштабная электрогенерирующая российская ветроэнергетика как самостоятельная отрасль, по мнению авторов, должна базироваться на оборудовании отечественного производства.

Для организации в России массового производства ВЭУ большой мощности потребуются создание развитой отечественной крупномасштабной промышленной структуры и интеграция этого производства с европейским и мировым.

Как показывает анализ, большая часть основных компонентов ВЭУ имеет необходимую ресурсную, технологическую и производственную основу для их отечественного производства.

Работа по оценке российских возможностей производства ВЭУ и их основных агрегатов и комплектующих продолжается, но уже полученные в ходе нее результаты позволяют утверждать, что в современной России имеются объективно существующие необходимые условия для организации и начала производства российских установок в ближайшие 2 – 3 года.

Для этого в стране имеются технические специалисты и проектировщики с достаточной квалификацией и опытом, а также экспериментальная ветроэлектростанция для отработки новых идей и технологий, оснащенная установками мощностью 1МВт и достаточно развитой производственной базой.

Производство наиболее материалоемких элементов ВЭУ – башен с опорно-поворотными устройствами, корпусов гондол (рам, каркасов, обшивки) может быть налажено относительно быстро.

Производство систем управления и электрических преобразователей также не является невозможным для российских производителей, а ряд из них уже имеется на российском рынке.

Фактически в современной России отсутствует производство только таких специальных компонентов для ВЭУ, как лопасти, специальные трансмиссии с достаточно надежными мультипликаторами и генераторы.

При этом в стране имеется производство электрических генераторов мощностью 1,5 – 2,5 МВт для дизельных и турбинных установок, которые могут послужить прототипом и основой для специальных электрогенераторов ВЭУ. Также имеются производства мощных редукторов, конструкция и технология которых могут послужить базой для создания производства отечественных мультипликаторов.

Однако разработка, испытания и освоение производства этих компонентов в России потребует нескольких лет и затрат, на порядок превышающих стоимость покупки этих изделий за рубежом. Создание их производства в России целесообразно отнести на последующие этапы развития отече-

ственной ветроэнергетики, когда платёжеспособная потребность в ВЭУ для России составит сотни МВт в год.

Временные и финансовые затраты на создание первых российских ВЭУ представляется возможным минимизировать при этом путём закупки за рубежом недостающих наукоёмких и высокотехнологичных компонентов с параллельным поэтапным освоением их отечественного производства в партнёрстве с западными производителями.

Предварительные переговоры, проведенные ООО «ИНКОМТЕХ» на выставке в Германии в сентябре прошлого года с зарубежными поставщиками вышеназванных компонентов, показали, что лопасти и генераторы могут быть поставлены в сроки до двух лет несколькими фирмами. Однако последующее общение с европейскими фирмами по вопросам заключения договоров на поставку вышеупомянутых агрегатов показало, что у ведущих мировых производителей ВЭУ имеется корпоративный интерес по ограничению распространения ветроэнергетических технологий и оборудования, вероятно обусловленный желанием поддерживать высокий спрос на них на рынках сбыта.

Так, например, серьезные затруднения просматриваются при серийных закупках готовых мультипликаторов. Возможны два направления решения «мультипликаторной проблемы»: первое — поиски партнера-производителя редукторов для ВЭУ и установление долговременного сотрудничества с ним на их производство и поставку, либо второе — отказаться от мультипликаторной схемы трансмиссии и производить ВЭУ на базе покупных и значительно более дорогих низкооборотных генерато-

ров с постепенным освоением их производства в России.

При планировании и организации отечественных разработок и производства ВЭУ необходимо максимально тщательно и детально проанализировать наличный кадровый и технологический потенциал российских производственных предприятий и корпораций, на основании чего определить и выделить те проектно-конструкторские и производственные мощности, на основе которых может быть построена достаточно эффективная производственная структура, не уступающая европейскому производству мощных ВЭУ. Это позволило бы избежать ошибок в области отечественной ветроэнергетики в перестроечный период начала 90 г. прошлого века. В то время задания по освоению ряда машин и станков были выданы машиностроительным отраслям без детального анализа их возможностей, что привело, в конечном итоге, к большим социальным, временным и экономическим затратам при фактическом отсутствии положительных результатов.

В заключение отметим, что с учетом достигнутого уровня современных технологий, экономических показателей и тенденций развития мировой ветроэнергетики, а также наличия кадрового и производственного российского потенциала и богатых ветровых ресурсов на территории России, крупномасштабное развитие отечественной ветроэнергетики представляется авторам неизбежным, выгодным и неотложным делом для России.

В связи с этим трудно переоценить значение результатов и опыта проведенной работы при возведении и запуске ВЭУ «РАДУГА-1» 17, как и планируемой разработки на ее основе ВЭУ мегаваттной мощности новых поколений отечественного производства.

**ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ КАК АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ СПОСОБ
ЗНАЧИТЕЛЬНОГО УВЕЛИЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ В РОССИИ**

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

Зарубежный опыт применения ветроэнергетических станций (ВЭС) свидетельствует о бурном развитии этой отрасли электроэнергетики, сравнимой по темпам с атомной энергетикой, космической и компьютерной индустриями.

Динамика роста суммарных установленных мощностей ВЭС в мире, Европейском Союзе и трех лидирующих странах приведена на рис. 1.



Рис. 1

В марте 2008 г. суммарная установленная мощность ВЭС в мире превысила 100 ГВт. Годовой рост мощностей составляет в последние годы $H \approx 25\%$, а объем годовых инвестиций в мировую ветроэнергетику превысил в 2007 г. 30 млрд. EURO.

Лидером ветроэнергетической гонки по-прежнему является Европа (во многом силами Испании, Германии, Англии, Голландии, Италии). Сегодня Дания, Германия и Испания покрывают собственное электропотребление за счет ВЭС почти на 24, 14 и 12%, соответственно. Однако последние 2 – 3 года существенно ускорились в этом направлении неевропейские страны, прежде всего Китай (вошедший в 2007 г. в тройку лидеров по темпам наращивания мощностей ВЭС $H \approx 2,5$ МВт/г), а также США, Канада, Австралия, Индия, Япония.

По планам Мирового Ветроэнергетического Союза (GWEC) суммарная установленная мощность ВЭС в мире к 2030 г. достигнет 300 ГВт. К 2020 г. в соответствии с Программой Wind Force 12 ВЭС должны покрыть 12% мирового потребления электроэнергии [8]. При этом США к 2030 г. нацеливаются на 20%-ное покрытие собственного электропот-

ребления за счет ВЭС, Германия планирует довести установленную мощность ВЭС до 55 ГВт (10 ГВт – офшорные ВЭС), Испания провозгласила государственную ветроэнергетическую Программу с доведением к 2010 и 2020 гг. общей мощности ВЭС соответственно до 20 и 45 ГВт (30%-ное покрытие собственного электропотребления), Англия, Италия и Франция разрабатывают к 2020 г. ветроэнергетические проекты общей мощностью до 10, 16 и 25 ГВт, соответственно, Китай принял в качестве государственных целей — 30 ГВт ветроэнергетических мощностей к 2020 г. [9].

В настоящее время почти в 50 странах мира приняты (в отличие от России) и действуют законы и меры государственного регулирования в поддержку возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в целом, и ветроэнергетики, в частности.

Во исполнение этих законов и планов в области национальной политики государств для ветроэнергетики сформулированы многократно оправдавшие себя во многих странах эффективные рецепты и рекомендации, сводящиеся к:

- разработке и принятию государственных узаконенных и обязательных к исполнению целей и планов по развитию ВИЭ;

- разработке и принятию правовых и экономических инструментов реализации национальных программ и развития рынков ВИЭ;
- установлению механизмов ценообразования на энергию и сроков реализации проектов ВИЭ, обеспечивающих приемлемый уровень рисков и гарантий возврата инвестиций;
- реформированию национальных энергетических рынков с целью устранения барьеров на пути широкомасштабного внедрения ВЭС, снижению субсидий в энергопроизводстве на основе органических и ядерных энергоносителей для обеспечения равных конкурентных возможностей с ВИЭ.

Технологический уровень современной ветроэнергетики

За последние 25 лет ВЭУ «подросли» (от 20 м в диаметре ветроколеса и высоты башен 25 – 30 м в конце 1980 до 126 м в диаметре и 170 м в высоте башен к 2006 г.) и «возмужа-

ли» в единичной мощности до 4,5 – 5,0 МВт (ENERCON 112, MULTIBRID 5 МВт, REPOWER 5 МВт). Разрабатываются прототипы ВЭУ мощностью до 6 МВт и диаметром ветроколеса 126 м (ENERCON 126). До 50% суммарной установленной мощности ВЭС в мире приходится на ВЭУ единичной мощности 1,5 – 3,6 МВт.

Ресурс серийных ВЭУ в настоящее время достиг 120 000 ч или 20 лет при одном капремонте на 11 – 13 году жизни. Гарантия на новые ВЭУ у ведущих производителей составляет 2 года, на ВЭУ «Second Hand» — 1 год.

Обслуживание ВЭУ последних поколений мегаваттной мощности составляет по данным производителей около 40 ч/г. Трудозатраты на производство, доставку, установку, подключение сети и запуск ВЭС составляют по данным компаний ENERCON, GAMESA, VESTAS 12 – 22 чел.-лет на 1 МВт номинальной мощности. Контроль за работой современных ВЭС осуществляется дистанционно, регламентные работы выполняют мобильные бригады из расчета 1 специалист на 10 – 15 ВЭУ в первые 5 – 7 лет работы ВЭС.

Благодаря развитию технологий, росту размеров ВЭУ и высоты их башен, размещению ВЭУ в местах с высоким ветропотенциалом, коэффициенты использования их номинальной мощности составляют $K_{ИУМ} H \approx 24\%$, а к 2014 – 2015 гг. планируется довести их значения до 28 – 30 %.

Наибольшей эффективности современные ВЭУ достигают в составе многоагрегатных ВЭС при их оптимальном (с учетом розы ветров и топографии местности) размещении.

Важнейшим преимуществом ВЭС над традиционными ЭС является быстрый ввод их мощностей и возможность наращивания ВЭС по модульной схеме. При возведении многоагрегатных ВЭС монтаж ВЭУ мегаваттной мощности в их составе производится со скоростью 1 ветроустановка в 2 – 3 дня.

Суммарная установленная мощность современных ВЭС достигает 300 МВт. С учетом технического состояния электрических сетей, допустимой нагрузки ВЭУ на энергетические системы, выбора оптимальных мест их установки, наиболее экономически эффективны сегодня ВЭС суммарной установленной мощности 30 – 50 МВт.

Перспективным крупномасштабным направлением современной ветроэнергетики

являются офшорные, или шельфовые ВЭС. Их бурное развитие за рубежом обусловлено высокой степенью приватизации и стоимостью земли, более высоким (на 25 – 40%) энергетическим потенциалом ветра над морем, экологическими факторами.

Номинальная мощность реализуемых офшорных ВЭС — до 400 МВт при единичной мощности базовых ВЭУ от 2 МВт и выше. Из-за дороговизны подводных энергокоммуникаций, фундаментов и монтажа ВЭУ офшорные ВЭС рентабельны при удалении от берега до 40 км и на глубине шельфа не более 25 – 35 м.

Основные полигоны офшорных ВЭС — Балтийское, Северное и Норвежское моря, суммарный ветроэнергетический потенциал которых по имеющимся оценкам превосходит энергетические потребности Европы. Лидерами офшорной ветроэнергетики являются Германия, Дания, Испания, и, в перспективе, — Англия, Италия, Франция.

Важным аргументом в пользу ВЭС является экологичность производства ими электроэнергии. Использование ВЭУ номинальной мощности 1 МВт при $K_{ИУМ} H \approx 25\%$ позволяет снизить годовую эмиссию двуоксида углерода CO_2 на 2000 т, угарного газа (СО) — на 5 т, двуоксида серы — на 13 т, пыли — до 1 т.

Экономические показатели мировой ветроэнергетики

За последние 25 лет основные стоимостные показатели ВЭС, как видно из рис. 2, весьма существенно снизились и к началу нового тысячелетия (2001– 2002 гг.) составляли $H \approx 4,5$ EURO-центов/кВт·ч по себестоимости энергии и $H \approx 1000$ EURO/кВт по удельным капитальным вложениям ВЭС наземного базирования. Стоимостные показатели офшорных ВЭС при этом были в 1,7 – 2 раза выше сухопутных.

Однако в 2004 – 2005 гг. на сильное повышение мировых цен на органическое топливо крупнейшие производители ВЭУ ответили 15 – 20%-ным повышением цен на оборудование. В результате этого стоимостные показатели ВЭС к 2006 – 2007 гг. выросли, но это, судя по возросшему на них рыночному спросу, явилось экономически оправданным для пользователей и даже повысило инвестиционную привлекательность ВЭС. Как следствие, большинство производителей ВЭУ загружены предоплаченными заказами на 2 – 3 года вперед.



Рис. 2. Динамика удельной стоимости капитальных вложений при возведении ВЭС и себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии

Экономические показатели современной ветроэнергетики характеризуются:

относительно высокими удельными капитальными вложениями при возведении ВЭС, составляющими на 2008 г. 1200 – 1500 EURO/кВт (для сравнения: у вновь строящихся ТЭС на угле и мазуте $H \approx 1100 – 1300$ EURO/кВт, у ЭС на природном газе $H \approx 900 – 1000$ EURO/кВт);

относительно низкими расходами на их эксплуатацию и ремонт (1,2 – 1,8 EURO-центов за 1 кВт·ч выработанной электроэнергии в зависимости от установленной мощности ВЭС, их труднодоступности и развитости ремонтно-эксплуатационной базы);

относительно низкими расходами ($\leq 1,0$ EURO-центов/кВт·ч) на резервирование и балансировку энергосистем, обусловленными непостоянством выработки энергии ВЭС, а также на соответствующую модернизацию электрических сетей в случае существенного наращивания новых ветроэнергетических (как и иных, в том числе традиционных) электрогенерирующих мощностей.

Удельные расходы на возведение и эксплуатацию ВЭС небольшой установленной мощности, а тем более одиночных ВЭУ, особенно в удаленных местах, оказываются намного выше, чем у крупных ВЭС, и их использование оказывается энергетически малоэффективным и малорентабельным. Поэтому производители ВЭУ неохотно берутся за реализацию проектов ВЭС с суммарной мощностью $\leq 5 – 10$ МВт, а крупные банки и инвесторы не проявляют интереса к проектам ВЭС стоимостью $\leq 30 – 50$ млн. EURO.

По стоимости электроэнергии современные ВЭС уже выигрывают у ТЭС и АЭС, осо-

бенно с учетом «скрытых» затрат при использовании последних, обычно не включаемых в цену электроэнергии и связанных с загрязнением среды обитания и соответствующими здраво- и природоохранными мероприятиями, а для АЭС — с обеспечением безопасности, переработкой и захоронением радиоактивных отходов.

С их учетом реальная себестоимость традиционных топливопотребляющих энергоисточников по данным европейских исследований оказывается существенно выше «официальной»: для АЭС — на 20%, для ТЭС на газе на 30%, для ТЭС на угле или нефтепродуктах — почти вдвое выше их официальных рыночных цен (Wind Force 12).

В целом, согласно мировому опыту, затраты на широкомасштабное внедрение и использование крупных ВЭС однозначно окупаются, особенно с учетом сохранения окружающей среды и улучшения экологической обстановки за счет снижения выбросов в атмосферу вредных продуктов сгорания органического топлива.

Отечественная ветроэнергетика

В настоящее время Россия имеет ничтожную по сравнению с мировыми лидерами суммарную установленную мощность ВЭС $H \approx 16$ МВт (Калининградская обл. — 4,3 МВт, Воркута — 1,5 МВт, Калмыкия — 1 МВт, Чукотка — 2,5 МВт, Башкирия — 2,0 МВт, Саратовская область — 0,3 МВт, о-в Беринга — 0,5 МВт, Камчатка $H \approx 0,6$ МВт, Приморье — 2,0 МВт, миниВЭС $H \approx 1$ МВт), что в сумме составляет $H \approx 0,007\%$ от всех электрогенерирующих мощностей РФ. Такие мощности устанавливаются в мире каждые 6 часов.

С учетом ветроэнергетических традиций бывшего СССР (более 100 МВт суммарной установленной мощности ВЭС в 1950 гг.) и огромных запасов ветроэнергетических ресурсов, Россия сегодня ведет себя в отношении национальной ветроэнергетики, по мнению зарубежных специалистов, менеджмента и производителей ВЭУ, необъяснимо осторожно и стратегически недальновидно. Как следствие, а также в связи с возрастающим спросом в мире на ветротехнику, наметилось снижение интереса мировых производителей к России, как потенциальному рынку сбыта ВЭУ.

Тормозом развития, внедрения и широкомасштабного использования ветроэнергетики в России является целый ряд причин.

На наш взгляд, основным из них является отсутствие государственной позиции, и, как следствие, неопределенность государственных целей и приоритетов, отсутствие общегосударственных и региональных программ развития ветроэнергетики и государственных органов управления на федеральном и региональном уровнях.

Разработки программ усилиями отдельных ведомств (Минпромэнерго РФ, РАО «ЕЭС России», ОАО «ГидроОГК» и др.), как правило, недостаточно скоординированы и не решают проблемы в комплексе.

Законодательные «барьеры» обусловлены отсутствием законов и механизмов, регулирующих развитие и внедрение ВИЭ, а также нормативов, обеспечивающих свободный доступ независимых производителей к электросетям энергосистем.

Экономические «барьеры» связаны с отсутствием государственного финансирования, низкой платежеспособностью населения и организаций, дотационностью многих субъектов РФ, с отсутствием экономических стимулов для вложения инвестиций (налоговых льгот, льготных кредитов) и гарантий возврата вложенных средств.

Научно-технические и профессиональные «барьеры» обусловлены отсутствием по большинству видов ВИЭ готовых систем энергоснабжения, отсутствием системы сертификации оборудования, неразвитостью инфраструктуры и ремонтно-эксплуатационной базы, отсутствием квалифицированных кадров, низкими уровнями технологических разработок и научно-информационного сопровождения проектов.

Психологические «барьеры» и стереотипы проявляются в широком диапазоне от господствующей сегодня позиции «жить одним днем» до воинствующей уверенности в неисчерпаемости углеводородных и ядерных энергоресурсов России. Они усугубляются традиционной ориентацией регионов на централизованные дотации, основным из которых является «северный завоз».

Информационные «барьеры» связаны со слабой осведомленностью населения, руководства и общественности о возможностях, достоинствах, положительных примерах эффективного использования ВЭС и обусловлены отсутствием системы широко поставленной пропаганды в средствах массовой информации.

Однако, по убеждению авторов, в России в настоящее время есть предпосылки ускоренного развития и крупномасштабного внедрения ВЭС в единую энергетическую систему России, обусловленные следующими факторами:

необходимостью выполнения международных обязательств России положений Киотского протокола и Конвенции ООН об охране окружающей среды и климата, а также энергосберегающих, природоохранных и экологических нормативов РФ;

высокой технической и экономической конкурентоспособностью современных ВЭС с традиционными технологиями энергопроизводства на основе невозобновляемых видов топлива: органического и ядерного;

высоким уровнем развития ветроэнергетических технологий в мире и наличием возможностей быстрого и эффективного их трансферта и использования в России;

наличием богатейшего сухопутного и морского ветроэнергетического потенциала (ВЭП) во многих регионах России, а также высоким уровнем его изученности и наличием эффективных отечественных методик быстрого и экономичного проведения технико-экономического обоснования ветроэнергетических проектов.

На рис. 3 приведена карта распределения по территории РФ коэффициентов использования установленной мощности энергетической эффективности современных ВЭУ мегаваттного класса (на примере ВЭУ V80 номинальной мощности 2 МВт с диаметром ветроколеса 80 м и высотой башни 100 м производства датской компании VESTAS — лидера мирового производства ВЭУ [1]).

Местоположения на карте с величиной $K_{\text{иум}} \geq 30\%$ обладают ветровыми ресурсами, достаточными для эффективной утилизации по любым международным критериям.

Оцененный авторами с учетом энергетических показателей современных ВЭУ технический ветровой энергепотенциал России уникален и почти в 15 раз превышает годовую выработку всех электростанций страны, при этом допустимая по технико-энергетическим нормативам (20% от суммарной мощности энергосистем) суммарная выработка установленных в России ВЭС может составлять $H \approx 60 - 90 \text{ ТВт} \cdot \text{ч/г}$, покрывая до 10% энергопотребления страны [1].

Для размещения ВЭС суммарной установленной мощности 23 – 35 ГВт, обеспечиваю-

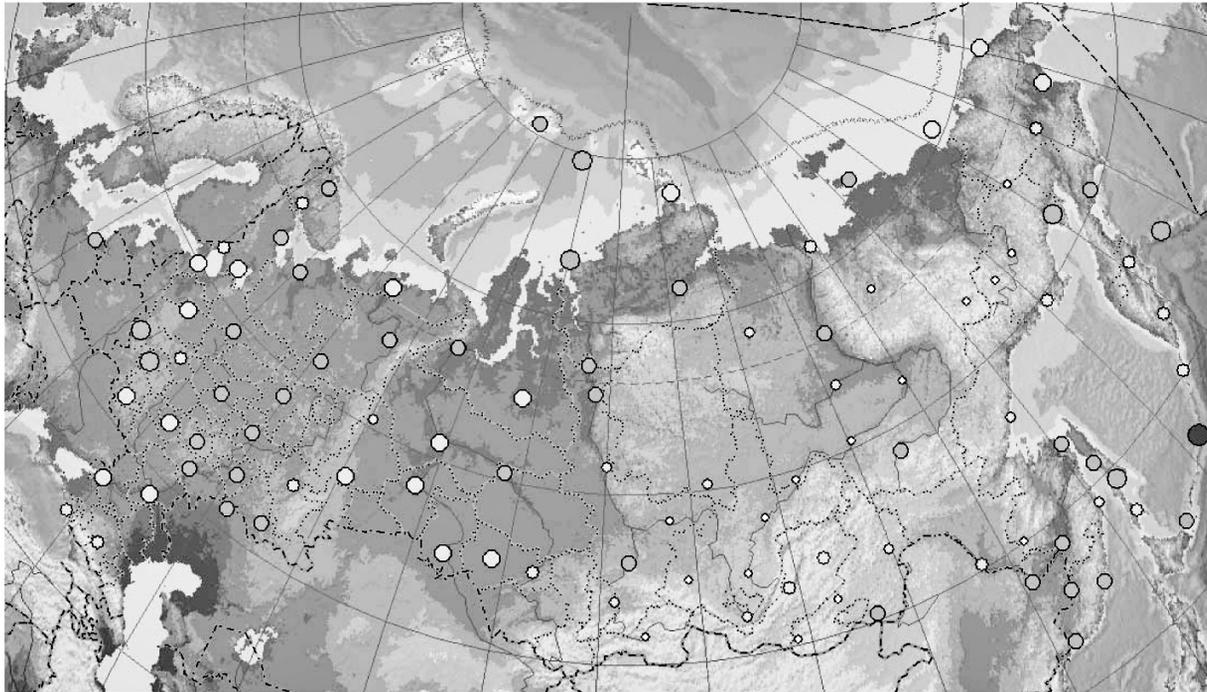


Рис. 3. Карта распределения коэффициента использования установленной мощности ВЭУ Vestas V80-2.0MW с высотой башни $h=100\text{м}$ в местах расположения аэрологических станций на территории РФ. Среднее значение за год.



щих указанную энерговыработку, требуются суммарные площади не более 0,7% территории России (при установке ВЭУ в районах и местах со среднегодовыми значениями $K_{\text{ИУМ}} \geq 30\%$) [1].

Таким образом, исходя из богатейших запасов сухопутных ветроэнергетических ресурсов и больших территориальных возможностей для оптимального размещения ВЭС ветроэнергетика представляется как одна из наиболее эффективных и перспективных отраслей электроэнергетики России.

Приведенная на карте энергетическая эффективность ВЭС позволяет получать с их помощью электроэнергию с себестоимостью $\leq 4,8 - 5,0$ EURO-центов/кВт·ч во многих районах РФ, включая энергодефицитную европейскую часть РФ, а также западные европейские и южные дальневосточные области России. Последнее обстоятельство представляет интерес в связи с активным формированием международных рынков электроэнергии, в том числе стран СНГ, с точки зрения возможного экспорта электроэнергии ВЭС в соседние страны: Белоруссию, Украину, а также Китай, Корею, Монголию [1].

Межгосударственное объединение энергосистем является частью необратимого

процесса глобализации энергетических рынков и обусловлено настоятельной потребностью совместного освоения и потребления энергетических ресурсов в условиях нарастающего спроса на энергию, с одной стороны, и прогрессирующего дефицита энерговыработки, с другой стороны. В настоящее время рассматривается проект объединения энергосистем стран Северо-Восточной Азии, многие из которых являются наследницами единой электроэнергетической системы СССР: России (с производством электроэнергии около 1000 млрд. кВт·ч, четверть которой производится на Дальнем Востоке), Китая ($H \approx 2200$ млрд. кВт·ч), Монголии (3,1 млрд. кВт·ч), Северной (18,5 млрд. кВт·ч) и Южной ($H \approx 375$ млрд. кВт·ч) Кореи, Японии ($H \approx 1100$ млрд. кВт·ч) [4].

Указанные страны являются потенциальными импортерами российской электроэнергии, покрытие суммарных запросов на которую требует ввода около 20 ГВт дополнительных электрогенерирующих мощностей. Экспорт электроэнергии из России только в Китай оценивается в перспективе в 30 – 60 млрд. кВт·ч в год.

Окупаемость ВЭС при $K_{\text{ИУМ}} \geq 30\%$ составляет $H \approx 9 - 12$ лет при 20-летнем ресурсе

ВЭУ и при закупочных ценах на их электроэнергию $H \approx 7$ EURO-центов/кВт·ч, которые в ближайшие годы, по-видимому, будут достигнуты отечественным энергорынком.

Сравнимой эффективностью в настоящее время обладают лишь малые безплотинные ГЭС и ЭС на газе при нынешних льготных ценах на природный газ.

Для традиционных же для России энергисточников на жидком углеводородном топливе (мазут, дизтопливо) при сегодняшних ценах и при существующих тарифах на электроэнергию вновь строящиеся ЭС не окупаются, как показывают расчеты, даже при самом эффективном оборудовании и любых энергосберегающих мероприятиях.

Актуальные проблемы отечественной электроэнергетики в настоящее время связаны с:

острой необходимостью обновления устаревших и выработавших ресурс энергетических мощностей страны (до 3 – 4% в год от суммарных генерирующих мощностей страны, составлявших в 2007 г. около 220 ГВт);

необходимостью наращивания существующих электрогенерирующих мощностей России на уровне $H \approx 3 - 4\%$ в год в свете принятой руководством страны страте-

гии ускоренного развития отечественной экономики (от 6% в год и более).

В последние годы отечественная энергетика наращивала объемы выработки электроэнергии в основном на существующих мощностях при незначительном вводе новых. В силу технологических причин данный резерв практически исчерпан: срочной замене устаревших и выработавших ресурс энергетических мощностей страны ежегодно подлежит 3 – 4% суммарных электрогенерирующих мощностей, составляющих около 220 ГВт. Дополнительно к этому в свете заявленной Президентом и принятой Правительством РФ стратегии ускоренного развития отечественной экономики требуется наращивание существующих электрогенерирующих мощностей России на уровне 4 – 5% в год [5]. В сумме, таким образом, в России необходимо ежегодно вводить новые ЭС мощностью 15 – 20 ГВт.

Выполнение этой задачи призвана обеспечить разработанная РАО «ЕЭС России» в 2007 г. и одобренная Правительством РФ беспрецедентная для России по темпам реализации и объемам привлекаемых инвестиций пятилетняя Программа развития отечественной электроэнергетики с вводом $H \approx 40$ ГВт новых ЭС к 2011 г. (табл. 1).

Таблица 1

Программа ввода мощностей (в МВт) и требуемых инвестиций (в млрд. руб) в электроэнергетике РФ

Годы	2006	2007	2008	2009	2010	Всего
Тип генерации						
Тепловая генерация	1196	1474	1596	7576	16 979	28 821
Малые ГЭС ТГК	2	110	161	96	124	493
ОАО «ГидроОГК»	56	696	477	1 548	2 152	4 929
Всего по ОАО РАО «ЕЭС» России	1254	2 280	2 234	9 220	19 255	34 243
Прочие вводы	402	771	2 093	2 201	1 190	6 657
Суммарные вводы	1656	3 051	4 327	11 421	20 445	40 900

Требуемые инвестиции на:

суммарные (в млрд. руб.)	<u>180.0</u>	<u>520.5</u>	<u>753.7</u>	<u>820.2</u>	<u>825.6</u>	<u>3 100.0</u>
(удельные, тыс. руб./кВт)	108 695	170 599	174 185	71 815	40 372	75 795

Для сравнения, за последние 15 лет в стране введено около 23 ГВт (в среднем 1,5 ГВт в год), а в СССР максимальный ввод составил 8,9 ГВт в 1985 г. [4], [5].

Исходя из 5%-ного среднегодового темпа роста электропотребления в стране программа предусматривает рост производства электроэнергии до 1198 млрд. кВт·ч

и 1426 млрд. кВт·ч в год соответственно к 2010 г. и 2015 г. [5].

Отметим, что акцент в Программе сделан на развитие топливной энергетике: более 70% планируемых электрогенерирующих мощностей приходится на тепловые электростанции, более двух третей которых должны работать на природном газе.

Ниже авторами рассмотрен альтернативный вариант электрогенерации, основанный на замещении части топливных ЭС на ВЭС. Анализ и обоснование предложенного варианта построены на следующей логике. Вновь вводимые генерирующие мощности, обеспечивающие заданную выработку электроэнергии, могут базироваться полностью на наиболее экономичных при сегодняшних ценах на газ газотурбинных или газопоршневых электростанциях (ГазЭС),

однако, в качестве альтернативы часть ГазЭС (последовательно рассмотрим 10, 20, 30% и т.д.) в регионах с высоким ветроэнергетическим потенциалом заменяется эквивалентным по выработке электроэнергии количеством ВЭС.

Удельные (на 1 МВт установленной мощности) технические и эксплуатационные характеристики и оценочные значения экономических показателей ГазЭС и ВЭС, использованные в расчетной модели, приведены в табл. 2.

Таблица 2

№	Характеристика	ГазЭС		ВЭС	
1	Число часов работы ЭС с номинальной мощностью / $K_{ИУМ}$, %	6132	/30	2628	/30
2	Удельная (на 1 кВт номинала) годовая выработка, кВт·ч	6132		2628	
3	Эквивалентная номинальная мощность ЭС, кВт	1,00		2,33	
4	Ресурсный период ЭС, лет	20		20	
5	Удельные капзатраты при возведении ЭС, EURO/кВт	1000		1350	
6	Удельные капзатраты на ЭС с эквивалентной выработкой, EURO	1000		3150	
7	Эксплуатационные затраты на ЭС, EURO/кВт·ч / EURO/кВт/г	0,02	/135	0,015	/92,0
8	Удельные затраты на резервирование, EURO/кВт·ч / EURO/кВт	0,002	/12,3	0,005	/30,7
9	Удельный расход топлива (газа), кг/кВт ч / кг/кВт/г	0,20	/1226		
10	Удельный расход топлива (газа), EURO/кВт·ч / EURO/кВт/г	0,026	/159	0	/0
11	Удельная экономия топлива (газа), EURO/кВт·ч / EURO/кВт г	0	/0	0,026	/59
12	Экспортная доп. выручка за топливо, EURO/кВт·ч / EURO/кВт/г	0	/0	0,104	/638
13	Цена выбросов в атмосферу на ЭС, EURO/кВт·ч / EURO/кВт/г	0,011	/67,5	0	/0
14	Суммарные расходы на ЭС за 20 лет, EURO		/8611		/6012
15	Средняя за 20 лет себестоимость электроэнергии ЭС, EURO/кВт·ч	0,072		0,049	
Окупаемость электростанций, лет					
	Закупочная цена электроэнергии ЭС, EURO/кВт·ч	0,04	0,06	0,08	0,10
16	Доход ЭС за 20 лет без учета экспорта сэкономленного газа, EURO	4906	/7358	9811	/12264
17	Доход ВЭС за 20 лет с учетом экспорта сэкономленного газа, EURO	17660	/20113	22566	/25019
18	Окупаемость ГазЭС без учета экспорта сэкономленного газа, лет	–	–	9,7	4,7
19	Окупаемость ВЭС без учета экспорта сэкономленного газа, лет	–	14,5	9,7	7,3
20	Окупаемость ВЭС с учетом экспорта сэкономленного газа, лет	4,7	4,0	3,5	3,2

Оценки экономических показателей ГазЭС и ВЭС в табл. 2 получены в предположении постоянных (на уровне 2008 г.) за весь ресурс ЭС (20 лет) затрат на их эксплуатацию, потребляемое ими топливо (газ) и экологических штрафов за выбросы продуктов сгорания топлива в атмосферу, а также закупочных цен на вырабатываемую ЭС электроэнергию, а также не учитывают разовые затраты на их подключения к сети.

Сделанные оценки дают представление о масштабах расходных и доходных составляющих, а также себестоимости и окупаемости ЭС и позволяют сделать несколько важных для дальнейших рассуждений замечаний.

Капитальные затраты в ВЭС, обеспечивающие эквивалентную с ГазЭС выработку электроэнергии, существенно (втрое) выше аналогичных для ГазЭС (3150 и 1000 EURO/кВт).

Эксплуатационные затраты на ГазЭС примерно в полтора раза выше чем на ВЭС, и в сумме за 20 лет как минимум в 2,7 раза превышают капзатраты на ГазЭС.

Затраты на топливо на ГазЭС и на проведение природоохранных мероприятий за 20 лет (3180 и 1340) в 4,5 раза превышают капитальные вложения.

Средняя за 20 лет себестоимость электроэнергии вновь строящихся ГазЭС как минимум в полтора раза выше чем на ВЭС и составляет

более 7 EURO-центов/кВт·ч и, таким образом, ГазЭС при закупочных ценах на их электроэнергию ≤ 7 EURO-центов/кВт·ч принципиально не окупается, в отличие от ВЭС, окупаемость которых за ресурсный период достигается при закупочных ценах на их электроэнергию ≤ 5 EURO-центов/кВт·ч даже без учета возможности экспортной реализации сэкономленного газа.

Для уточнения приведенных выше оценок в работе была разработана численная методика, позволяющая моделировать технико-экономические показатели электрогенерации на базе совместного использования ВЭС и топливных ЭС при разных их долевых соотношениях. Методика позволяет учитывать возможные сценарии многолетней динамики роста внутренних и экспортных цен на энергоносители, на основное оборудование ЭС и на их эксплуатацию с учетом инфляции и технической работоспособности ВЭС и ТЭС (ГазЭС).

С помощью развитой методики нами были проанализированы различные варианты развития отечественной электроэнергетики с разной долей замещения вновь строящихся топливных ЭС на ВЭС.

На рис. 4 и 5 представлены обобщенные результаты анализа экономической эффективности совместного использования ТЭС (ГазЭС) и ВЭС при разных вкладах ВЭС в суммарную выработку электроэнергии (0, 20, 40, 100%). В расчетах использована трехпараметрическая экспоненциальная модель (1) многолетнего роста цен на энергоносители, эксплуатационных издержек и экологических штрафов за выбросы продуктов сгорания газа на ГазЭС в атмосферу, в соответствии с которой индексы инфляции I_n в n -ом году определяются по формуле:

$$I_n = (I_c - I_0) \cdot \text{Exp} [K_{\text{EXP}} \cdot (n - 1)] + I_0 \quad (1)$$

где I_0 и I_c — индексы инфляции соответственно в году строительства ЭС и в отдаленном будущем, при $I_0 = I_c$ — модель описывает постоянную инфляцию с годовым индексом I_0 , используемую при $I_0 = 3\%$ для описания роста экспортных цен на газ, эксплуатационных затрат и экологических штрафов. Для описания роста цен на газ на российском рынке использована модель (1) с параметрами $I_0 = 10\%$, $I_c = 3\%$ и $K_{\text{EXP}} = 0,33$.

В качестве экономического показателя выбран текущий (в 20-летнем разрезе) накоп-



Рис. 4

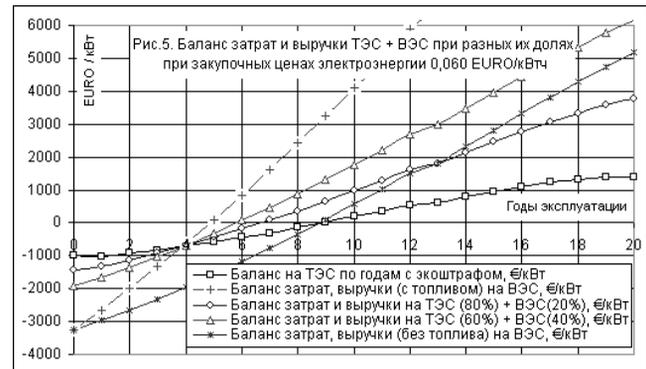


Рис. 5

ленный баланс расходов и доходов при совместной работе ГазЭС и ВЭС, обеспечивающих выработку электроэнергии эквивалентную выработке ГазЭС номинальной мощности 1 кВт, работающей со средней мощностью 70% от номинальной. В нулевом году (году строительства ЭС) графики начинаются в отрицательной области со значений равных капитальным затратам на их строительство. С начала и в процессе эксплуатации ЭС растут как затраты (на эксплуатацию, топливо, экологию), так и доходы от продажи электроэнергии и возможной продажи на экспорт сэкономленного за счет работы ВЭС газа. В зависимости от соотношения расходов и доходов графики имеют убывающий (ГазЭС на рис.4) или нарастающий характер. Нарастающие графики в некотором году пересекают горизонтальную ось (время окупания ЭС) и переходят в область положительных значений, соответствующую положительному накопленному балансу и дальнейшему получению прибыли.

Анализ результатов проведенных методических расчетов, как это видно из графиков, позволяет сделать весьма важные выводы.

1. Замещение части ГазЭС на ВЭС с последующей экспортной продажей сэкономленно-

го газа позволяет перевести убыточную (при высоких ценах на газ и малых тарифах на электроэнергию) в прибыльную, привлекательную для инвесторов, отрасль.

Аналогичный вывод следует также из анализа совмещения ВЭС с ТЭС на угле, и, тем более, для ДЭС на сверхдорогом дизельном топливе.

2. Широкомасштабное использование ВЭС позволяет наращивать электрогенерирующие мощности России за счет их экономической эффективности экономики, не прибегая при этом к значительному повышению тарифов.

С государственной точки зрения экономика производства электроэнергии на базе ГазЭС напрямую связана с экономикой газодобывающего комплекса, обеспечивающего существенную долю роста ВВП страны. Реализуемый на экспорт газ, сэкономленный за счет ВЭС, с учетом пятикратной разницы внутренних и экспортных цен на него дает дополнительный доход, растущий с увеличением доли ВЭС. Помимо этого, уменьшается объем очистки выхлопных газов на ГазЭС, что важно для Государства как в экономическом и экологическом, так и в международном политическом смысле.

Полученные результаты позволяют подойти к установлению долгосрочных государственных целей по вводу ВЭС с учетом рассмотренного экономического эффекта. При этом экономический выигрыш для Государства от широкомасштабного внедрения в электроэнергетику ВЭС растет пропорционально их доле во вновь вводимых суммарных электрогенерирующих мощностях. С учетом богатых ветроэнергетических ресурсов, рост суммарной установленной мощности ВЭС в России может быть ограничен лишь технологическими соображениями.

Одним из таких является известный из мировой практики 15 – 20% -ный предел, обусловленный допустимой мощностной нагрузкой на электрические сети во избежание нарушения нормального режима их работы. Однако с учетом суммарных электрогенерирующих мощностей России (около 220 ГВт номинальных мощностей при средней рабочей мощности ЭС $H \approx 110$ МВт) суммарные мощности ВЭС в соответствии с указанным ограничением могут достигать 30 – 50 МВт.

Сдерживающими широкомасштабное и быстрое развитие ветроэнергетики фактора-

ми являются технологические ограничения темпов ввода ВЭС, связанные с ограниченными возможностями импорта оборудования, организацией собственного производства ВЭУ и их ремонтной инфраструктуры, подготовкой кадров и пр.

Темпы роста установленных мощностей ВЭС в отдельных странах могут существенно отличаться. Однако для ведущих в ветроэнергетике 12 – 15 стран мира закономерности динамики внедрения ВЭС имеют достаточно общий характер. Для начального 3 – 5-летнего этапа характерно весьма медленное развитие, связанное с необходимостью создания новой энергетической отрасли, включая подготовку программ развития ветроэнергетики и разработкой ее правовой и нормативной базы, освоение новых для страны технологий, проведение предпроектных исследований и изучение ветровых ресурсов, подготовку кадров, ожидание производимых за рубежом ВЭУ и освоение собственного производства отдельных элементов и ВЭУ в целом (рис. 6).

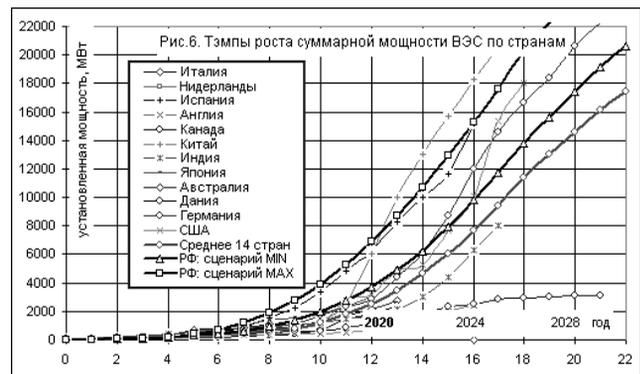


Рис. 6.

При прохождении начального этапа и установки в стране некоторого критического количества ВЭС (в настоящее время около 1 ГВт установленных мощностей, обеспечивающих выработку электроэнергии на некотором ощутимом для страны уровне от 2 до 5%) темпы наращивания суммарных мощностей ВЭС заметно возрастают и выходят на постоянный и достаточно высокий уровень. При этом молодая отрасль переходит в режим самоподдержки на отечественном уровне, а в ряде стран при поддержке Государства за 5 – 7 лет переходит в разряд экспортного производителя (Дания, Германия, Индия, Испания, Канада, Китай, США, Финляндия, Чехия, Япония).

Последнее обстоятельство представляется важным для России, обладающей, помимо высокого технологического уровня, кадрового и производственного потенциала, также собственными ресурсами сырья и материалов (металл, пластик и пр.). Освоение производства ВЭУ в России имело бы большие перспективы в связи с возможностями их экспорта в страны СНГ (Казахстан, Узбекистан, Туркмения, Белоруссия), Балтии, Монголию, Китай и др.

Из приведенных на рис.1 графиков следует, что страны, серьезно подходившие к развитию национальной ветроэнергетики, выходили на уровень 1 ГВт по суммарной установленной мощности ВЭС за 5 – 10 лет, причем эти сроки значительно снизились за последние 5 – 7 лет. Страны, стартующие в области ветроэнергетики в настоящее время (случай России), в силу развития мировых технологий имеют все возможности для ускоренного развития до указанного уровня за период 5 – 7 лет.

При этом, как свидетельствует опыт стран-лидеров (Германия, Китай и др.), существуют и верхние пределы темпов крупномасштабного внедрения ВЭС, обусловленные техническими, кадровыми, экономическими и др. ограничениями.

Исходя из мировой статистики темпов развития и имеющихся в России условий, для несомненно перспективной для страны отечественной ветроэнергетики представляются целесообразными рубежи развития и темпы их достижения, находящиеся в коридоре сценариев «MIN» и «MAX». Сценарий «MIN» соответствует средним темпам развития ветроэнергетики в 13 ведущих странах мира с учетом развития технологий в последние годы, и, как считают авторы, развитие отечественной ветроэнергетики более низкими темпами представляется малоэффективным для страны. Сценарий «MAX» соответствует средним темпам развития ветроэнергетики в Испании и Индии, который авторы считают вполне достижимым с учетом кадрового, технологического и производственного уровня современной России.

При данных сценариях к 2020 и 2030 гг. суммарная установленная мощность ВЭС в России должна составлять соответственно от 4 до 7 ГВт в 2020 г. и от 20 до 28 – 30 МВт в 2030 г. Достижение этих рубежей позволило бы довести долю выработки электроэнергии на ВЭС к 2020 г. до 1 – 1,5%, а к 2030 г. до

3,5 – 6,0% от суммарной электрогенерации страны на соответствующие периоды.

Разумеется, широкомасштабное внедрение ВЭС в электроэнергетику определяется финансовыми возможностями. Однако явная экономическая выгода широкомасштабного использования ВЭС для страны позволяет, на наш взгляд, с полным основанием рассмотреть в качестве источников финансирования создания отечественной ветроэнергетики бюджетные средства и средства крупнейших нефтегазовых компаний (ГазПром, Лукойл, РосНефть и пр.). В первом случае государственные вклады в ветроэнергетику следует рассматривать как выгодное долгосрочное вложение в будущее страны. Во втором случае при наличии эффективной правовой базы участие в создании новой энергетической отрасли и массовом строительстве ВЭС может явиться перспективным диверсификационным направлением и прибыльным бизнесом для добывающих и экспортирующих топливо компаний.

Для реализации обозначенных выше целей и графиков по вводу ВЭС в России суммарные объемы инвестиций должны составить к 2020 г. и к 2030 г., соответственно, 9 – 12 и 30 – 40 млрд. EURO исходя из капитальных вложений 1400 EURO/кВт. Число подготовленных для отрасли технических специалистов к 2030 г. должно составить от 15 – 25 тыс при ориентации на импорт ВЭУ и до 50 тысяч при использовании ВЭУ отечественного производства.

Создание ветроэнергетической отрасли с указанными параметрами потребует также создания производственной и технической базы на основе передовых мировых и отечественных технологий, а также проведения в форвардном режиме предпроектных изысканий и подготовки технико-экономических обоснований как конкретных проектов, так и государственных и региональных ветроэнергетических программ.

В условиях региональной и юридической раздробленности, а также ввиду различия интересов хозяйствующих в электроэнергетике компаний (генерирующих, сетевых и сбытовых) реализовать крупномасштабный ветроэнергетический проект представляется возможным лишь под единым и сильным началом. Во избежание распыления средств и трудовых ресурсов стартовый этап реализа-

ции проекта (первые 2 – 3 ГВт) следовало бы проводить на базе и территории двух – трех субъектов РФ. В качестве кандидатов в пилотные регионы по совокупности способствующих ветроэнергетике факторов наиболее предпочтительными нам представляются Краснодарский край, Нижневолжский и Прикаспийский регионы (Астраханская и Волгоградская области, Калмыкия), Северо-западные территории: Калининградская, Ленинградская и Мурманская области, юг Западной Сибири (Курганская, Омская, Новосибирская области), Дальневосточный регион (Камчатка, Сахалин, Приморский край).

Необходимыми условиями для создания отечественной отрасли ВЭС являются:

разработка и принятие на верхнем уровне государственной власти узаконенной и обязательной к исполнению долгосрочной Государственной Программы создания ветроэнергетической отрасли и поэтапного (по 3 года) Плана ее реализации с выходом к 2013 – 2014 гг. на суммарную установленную мощность ВЭС $H \approx 2 - 4$ ГВт (1,0 – 2,0 %) от общих электрогенерирующих мощностей РФ с последующим наращиванием ВЭС по 2 – 3 ГВт/г. Все известные автору проекты ветроэнергетических программ не достаточно обоснованы в технико-экономическом отношении и масштабны (планирование масштабов электрогенерации ВЭС $\delta \approx 1$ % не является, на наш взгляд, энергетически, экономически и социально значимым и привлекательным для России);

формирование и активная работа уполномоченного Правительством и строго ответ-

ственного за выполнение государственной ветроэнергетической Программы органа;

разработка и принятие необходимой правовой и нормативно-технической базы масштабного развития и внедрения ВИЭ и ВЭС, и, в первую очередь, Закона РФ прямого действия о возобновляемой энергетике.

Создание крупной ветроэнергетической отрасли является столь же трудным, сколь и неотложным для России делом. С учетом сегодняшней конъюнктуры мирового рынка ВЭС (очереди у производителей на производство ВЭУ составляют 3 – 4 года после предоплаты) потеря 2 – 3 лет в развитии отечественной крупномасштабной ветроэнергетики чревата 5 – 10-летним отставанием ее в дальнейшем (в связи с работой мировых производителей на Китай, Канаду, Австралию, замену парка ВЭУ ЕС и США).

По нашему убеждению, в современной России создание новой ветроэнергетической отрасли, как и любой другой, возможно лишь при наличии нацеленности, решимости и активном участии Государства в лице всех его Институтов (Президента, Думы, Правительства, лидирующих партий).

Однако при всех реальных трудностях автор убежден, что принятие и реализация Программы создания крупномасштабной отечественной ветроэнергетической отрасли не только возможны, но и эффективны для Государства, для бизнеса, в том числе специализирующегося на экспорте углеводородов, и для всего сегодняшнего населения страны и последующих поколений россиян.

ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. М.: «Атмограф». 2007
2. Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Николаев В.Г. Сравнительный анализ экономических показателей возобновляемых и традиционных источников энергии //Малая энергетика М.: ОАО «НИИЭС». № 1. 2005
3. Ganaga S.V., Grintsevich Y.A., Nikolaev V.G., Ponomarenko L.V. Data Base «Fluger» and Numerical Method for the Wind Resources Determination on Russian Territory. Reports of European Community Wind Energy Conference. Madrid. 2003
4. Wind Force 12 & Blueprint to Achieve 12% of the World's Electricity from Wind Power by 2020. Green Peace. 2003
5. Global Wind 2007 Report. GWEC – Global Wind Energy Council. Brussels. 2008
6. Николаев В. Г., Ганага С. В. Современное состояние и тенденции развития мировой ветроэнергетики до 2040 г //Малая энергетика. М.: ОАО «НИИЭС». № 1– 2. 2006
7. Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Николаев В.Г. Ветроэнергетические ресурсы России и перспективы их освоения //Малая энергетика. М.: ОАО «НИИЭС». № 1 – 2. 2006
8. Projected Costs of Generating Electricity. IEA - International Energy Agency. Annual Report. 2006
9. Электроэнергетика и характеристики электростанций России, СНГ и Балтии. М.: Инкотэк. 2006

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МОРСКОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В АКВАТОРИЯХ ЛИТВЫ, ПОЛЬШИ И РОССИИ

Затопляев Б.С., д.т.н., Николаев В.Г., к.ф.-м.н., НИЦ «АТМОГРАФ»

Проект инициирован в 2006 г. и реализуется институтами Польши, Литвы и России и посвящен развитию перспективной современной энергетической отрасли — офшорной ветроэнергетике. Цель Проекта — разработка карты акваторий, оптимальных для морских ветропарков, и инструкций, поясняющих формальную сторону заявок на разрешение строительства для привлечения внимания потенциальных инвесторов на их строительство. Карта разработана на основе анализа конфликтных зон разных пользователей моря — природозащитные акватории, лицензии на добычу природных ресурсов, военные акватории, навигационные маршруты, подводные кабели и трубопроводы, места рыбного промысла и т.п.

От России Проект разрабатывается Атлантическим отделением Института океанологии им. Ширшова РАН с участием специалистов НИЦ «АТМОГРАФ», ОАО «Янтарь-энерго», Калининградского Государственного технического университета.

Актуальность проведения комплексных исследований возможностей и перспектив развития офшорной ветроэнергетики на побережье восточной Балтики обусловлена большими перспективами использования ветроэнергетического потенциала региона в связи с:

нарастающей потребностью в электроэнергии в странах Балтийского региона, в т.ч. и Калининградской области России;

ростом цен на традиционные углеводородные энергоносители в мире, Европе и РФ;

тенденцией снижения цен на ветровую энергию ниже уровня невозобновляемых топливопотребляющих производителей;

значительными запасами ветровых ресурсов на побережье Балтики;

принципиальной возможностью совместного освоения ветропотенциала региона с участием стран — потенциальных потребителей результатов проекта: России, Литвы, Польши и в перспективе — Германии, Дании, Латвии, Эстонии.

Основные этапы работ российской части Проекта

Этап 1. Изучение возможности включения офшорных ветропарков, расположенных на

шельфе и побережье Калининградской области, в национальную энергетическую систему.

Этап 2. Разработка и исследование экономической модели эффективности шельфовых ВЭС в прибрежной зоне Калининградской области.

Этап 3. Анализ возможностей и перспектив объединения энергетических ресурсов шельфовых ВЭС Литвы — России (Калининградской области) — Польши в международную энергетическую сеть юго-восточного Балтийского региона.

В ходе *первого этапа* выполнен анализ современного состояния и перспектив развития мировой, европейской и российской ветроэнергетики, приведен анализ схемы, технического состояния и перспектив развития Калининградской энергосистемы в целом и ее генерирующих мощностей и электрических сетей на фоне развития энергетики России.

Также проработаны возможные варианты размещения офшорных и береговых ВЭС на территории области, а также изучен ряд научно-технических вопросов, связанных с возможностями присоединения крупных ВЭС (до 100 МВт и более) к региональной энергосистеме, и взаимным их влиянием друг на друга.

Рассмотрены экологические, экономические и юридические аспекты интеграции ВЭС в энергетические сети, а также вопросы эксплуатации офшорных ВЭС и создания инфраструктуры их обслуживания.

При проведении работ чрезвычайно полезным оказалось использование практического опыта и данных, полученных в ходе строительства и эксплуатации крупнейшей в России береговой ВЭС установленной мощности 5,1 МВт в пос. Куликово Калининградской области (пуск первой установки — 1998 г., ввод в эксплуатацию всей станции — 2002 г.). Чрезвычайно полезными оказались также результаты технико-экономического обоснования по российско-датскому проекту «Морской ветропарк мощностью 50 МВт в прибрежных водах Калининграда» в пос. Мамоново и г. Балтийске Калининградской области, выполненного датским энергетическим агентством и РАО «ЕЭС России».

Практическим результатом работ первого этапа Проекта явилось установление возможности технических решений подключения ВЭС к региональной сети с учетом ее технических и эксплуатационных особенностей. При этом подключение ВЭС к сети рассматривалось в соответствии с требованиями нормативно-технической базы России, а также с учетом колебаний выработки электроэнергии ветроэлектростанциями (ВЭС). При этом ВЭС рассматривались на базе наиболее эффективных в техническом и эксплуатационном плане современных ВЭУ ведущих мировых производителей.

На основе анализа организационно-технических и финансовых объемов работ по подключению ВЭС определены принципиальные возможности, условия, объемы и затраты работ по подключению ВЭС, а также обозначены подходы по привлечению к данному проекту потенциальных инвесторов.

Результаты работ первого этапа рассматривают несколько вариантов возможной номинальной мощности офшорных ВЭС в прибрежной зоне (от 50 МВт и выше) и возможных колебаний вырабатываемой ими энергии, обусловленных временной изменчивостью характеристик ветра.

Проведенный анализ технических возможностей и условий, а также возможных вариантов подключения к региональной электрической сети офшорных ВЭС мощностью до 50 МВт в рассмотренных пунктах их возможного возведения показал необходимость усиления существующей в указанных пунктах электрической сети, чтобы принять выходную мощность ВЭС.

Определен ряд наиболее предпочтительных мест для выхода на берег и подключения офшорных ВЭС в энергосистему Калининградской области. Одними из них являются г. Зеленоградск и примыкающие к нему населенные пункты Куршской косы. Для реализации таких подключений необходимы, по всей видимости, реконструкция действующих или строительство новых электрических подстанций.

В случае реализации проектов офшорных ВЭС в ряде других рассмотренных в отчете потенциальных пунктах их размещения, а также для ВЭС большей мощности (до 100 МВт и более), объем полученных данных окажется, по всей видимости, недостаточным, и

потребуется дополнительный анализ технических возможностей и вариантов подключения ВЭС в региональную сеть.

Второй этап Проекта, связанный с разработкой и исследованием экономической эффективности шельфовых ВЭС в прибрежной зоне Калининградской области, включил в себя разработку моделей определения ветроэнергетического потенциала (ВЭП) с использованием функций $P(V)$ и $f(V)$. При этом эмпирические распределения ветра по градициям скорости аппроксимировались табулированными функциями Гринцевича.

В нем оценены погрешности основных составляющих и суммарная погрешность методики определения наиболее вероятных и максимально возможных значений удельных импульсов и мощностей ветра, а также энергетической эффективности (мощности и годовой выработки электроэнергии) офшорных ВЭУ с известными техническими характеристиками в рассматриваемой прибрежной зоне, не превышающие $\pm 13\%$ при определении ветровых характеристик и $+ 18\%$ при определении мощности ВЭУ.

При этом точность моделирования принятой методики обеспечивается за счет использования наиболее адекватных аппроксимаций функций распределения плотности вероятности ветра по скоростям и высотных профилей скорости ветра в приводном пограничном слое атмосферы, а также моделирования роз ветра — распределения повторяемостей и скоростей ветра по направлениям с использованием многолетних данных мониторинга характеристик в пограничном слое атмосферы на сети метеорологических и аэрологических станций рассмотренного региона.

В работе дан прогноз энергетической эффективности офшорных ВЭС на заданном полигоне атлантического шельфа в районе Куршской косы. При этом в качестве «пробных» для определения мощностей ВЭС в работе рассмотрены современные ВЭУ морского базирования ENERCON 112 и Repower Re 5,0 с номинальными мощностями 4,5 МВт и 5,0 МВт с известными рабочими (мощностными) характеристиками $P(V)$.

Согласно полученным оценкам коэффициент использования номинальной мощности офшорных ВЭС на базе рассмотренных ВЭУ в районе наиболее вероятных полигонов составляет около 37 – 39%. При значениях

среднегодовой мощности 38 мВт ВЭС суммарной номинальной мощности 100 МВт смогут обеспечить годовую выработку электроэнергии порядка 336 – 342 млн. кВт·ч.

Получены так же оценки экономической эффективности офшорных ВЭС в прибрежной зоне Калининградской области России в терминах себестоимости вырабатываемой ими электроэнергии и сроков их окупаемости с учетом структуры затрат при возведении и эксплуатации ВЭУ. Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой этими ВЭС на базе рассмотренных ВЭУ в районах исследованных полигонов, составляет около 0,047 – 0,050 EURO-центов за 1 кВт·ч. При этом сроки окупаемости при рассмотренной структуре капитальных и эксплуатационных затрат составят порядка 12 – 14 лет.

Следует заметить, что в основу структуры капитальных затрат на возведение ВЭС принимались зарубежные данные, отличающиеся от российских условий в сторону меньшей затратности. К примеру, в российских условиях присутствует обязательность уплаты налога на добавленную стоимость (НДС=18%) при ввозе на территорию России любого импортируемого товара, включая ВЭУ, или от 7 до 11% от стоимости основного ввозимого оборудования за его транспортировку и доставку к месту строительства.

Эти и другие отличия от зарубежных условий в Калининградской области, если и остаются, то незначительными. Это объясняется тем, что на ее территории функционирует механизм Свободной экономической зоны, освобождающий ее при импорте от уплаты НДС, используемого на территории. К тому же доставка в регион необходимого оборудования (товара), особенно, морским путем значительно дешевле, чем в любой другой регион России.

Отсюда ключевой вывод. Первую офшорную ветростанцию в России (а может быть не только офшорную) по экономическим соображениям (не говоря о геополитических) необходимо строить на территории Калининградской области.

Третий этап Проекта посвящен анализу возможностей и перспектив объединения энергетических мощностей шельфовых ВЭС Литвы – России (Калининградской области) – Польши в энергетическую сеть юго-восточного Балтийского региона.

Результаты, полученные в ходе работ над Проектом, представляют большой практический интерес в связи с разрабатываемым трансевропейским Проектом «Supergrid». Целью этого Проекта является объединение ВЭС шельфового и морского базирования вдоль побережий морей, омывающих Европу (Балтийского, Норвежского, Северного, Средиземного, а также атлантического побережья западной Европы, Бискайского Залива и пролива Ла-Манш), в единую электрическую сеть для выравнивания графика вырабатываемой ими электроэнергии (или сглаживания неравномерности их работы) (рис.1).



Рис. 1. Схема размещения ВЭС морского базирования в Проекте ЕС «Supergrid»

Проект «Supergrid» призван способствовать созданию и расширению общеевропейского электроэнергетического рынка и покрытию за счет морских ветровых ресурсов потребительского спроса и намечающегося в Европе дефицита на электроэнергию (от 20% в настоящее время до 70% в 2025 г.).

В ходе первого пятилетнего этапа Проекта «Supergrid» в акватории Северного моря между Англией, Германией и Голландией на территории около 3000 км² планируется установка ВЭС с суммарной установленной мощностью около 10 ГВт общей стоимостью $H \approx 20$ млрд. EURO. Данным проектом предусматривается использование около 2000 ВЭУ офшорного типа единичной номинальной мощности 3,6 – 5 МВт, установленных на глубинах до 50 м с примерной плотностью около 3,3 МВт на 1 км². Энергетическая эффективность этих ВЭС ожидается на уровне 40 % в терминах коэффициентов использования номинальных мощностей их базовых ВЭУ.

Срок службы базовых ВЭУ офшорного типа должен составлять 25 лет с последующей заменой ВЭУ по ожидаемой цене 1000 EURO за 1 кВт установленной мощности.

Удельные капитальные затраты на установку ВЭС составят $H \approx 2000$ EURO за 1 кВт установленной мощности. При этом себестоимость вырабатываемой ими электроэнергии составит около 7,7 EURO-цента/кВт·ч в первые 25 лет их эксплуатации и $H \approx 4,8$ EURO -цента/кВт·ч в последующие 25 лет их эксплуатации.

Вырабатываемая в указанном регионе электроэнергия будет потребляться Англией, Германией и Голландией по взаимовыгодным, отлаженным в ходе выполнения Проекта коммерческим схемам.

На последующих этапах развития проекта «Supergrid» планируется существенное наращивание морских ветроэнергетических

мощностей в акватории Балтийского, Северного, Средиземного, атлантического побережья западной Европы, Бискайского залива и пролива Ла-Манш.

Создаваемая высоковольтная трансевропейская сеть с ее линиями электропередачи подразумевает подключение к ней не только ВЭС, но и прочих, в том числе традиционных электрогенерирующих источников.

Одна из ветвей сети «Supergrid» в последующем планируется вдоль Балтийского побережья Польши, Калининградской области России и Литвы, т.е. непосредственно в зоне, исследуемой в рамках настоящего Проекта.

Презентация предварительных результатов Проекта планируется в Москве в апреле 2008 г. на одном из заседаний Научно-технического совета ОАО «ГидроОГК» с привлечением литовских и польских коллег.

РОССИЙСКАЯ БИОЭНЕРГЕТИКА. РЕАЛИИ СЕГОДНЯШНЕГО ДНЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ. ВНУТРЕННИЙ РЫНОК БИОТОПЛИВА И ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ ЭКСПОРТ

Панцхава Е.С., Шипилов М.М., ЗАО «СИГНАЛ», Москва

Добыча природного газа и его предполагаемый дефицит на внутреннем рынке России к 2020 г.

К 2010 г. по расчетам экспертов, дисбаланс между добычей и потреблением природного газа может достигнуть 120 млрд. м³, а к 2020 г. величина дефицита может вырасти до 343 млрд. м³. Такой дефицит покрыть только за счет импорта азиатского газа вряд ли удастся.

Наиболее крупными потребителями природного газа в России являются электроэнергетика и ЖКХ. Соответственно в этих секторах экономики и заложен наибольший потенциал газосбережения. Расчеты Института проблем естественных монополий (ИПЕМ) показывают, что оптимизация газопотребления только в этих двух секторах позволит к 2010 г. высвободить из внутреннего потребления свыше 50 млрд. м³ газа, а к 2020 г. эта цифра может достигнуть 130 – 140 млрд. м³. В реализации столь масштабных задач без помощи государства здесь не обойтись. Более того, государство само получит реальную выгоду от решения этой проблемы благодаря экономии газа, который можно будет пус-

тить на экспорт и получить дополнительный приток средств в государственную казну [7].

Таким образом, реальный дефицит природного газа на внутреннем рынке России к 2020 г. может составить 200 млрд. м³ в год при его реальной добыче в 2006 г. — 650 млрд. м³.

Может ли развивающаяся российская биоэнергетика нивелировать этот дефицит, особенно в агропромышленном секторе?

Может ли фотосинтез на территории России обеспечить достаточный вклад биомассы в энергетику страны без ущерба природопользованию? Может!!!

По результатам исследований, проведенных в 2006 г. Институтом энергетической стратегии России (ГУ ИЭС), современный агропромышленный комплекс России (АПК) производит в год по факту 2005 г. до 624,2 млн. т (225 млн. т по сухому веществу) органических отходов с энергосодержанием — 80,6 млн. т нефтяного эквивалента. К 2020 г. сельскохозяйственное производство России для полного обеспечения пищевых и технических потребностей страны должно вырасти в два раза, и органические отходы могут составить 416 млн. т (а.с.в.) с энерго-

содержанием 154 млн. т у.т. Отходы лесопромышленного комплекса (ЛПК) — 55 млн. т у.т. Таким образом, только вклад биомассы органических отходов АПК и ЛПК к 2020 г. может составить в сумме 209 млн. т у.т. (рис. 1., табл. 1).

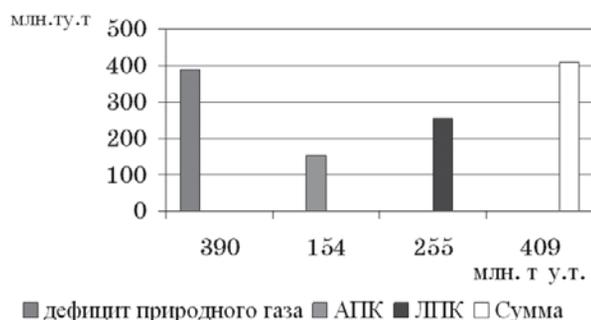


Рис. 1. Потенциальный дефицит природного газа к 2020 г. и его возможное замещение биотопливом АПК и ЛПК (прогноз)

Таблица 1

Предполагаемый дефицит природного газа на внутреннем рынке России и его возможное замещение биотопливом к 2020 г., млн. т у.т.

Годы	Биотопливо, млн. т у.т.			Добыча природного газа млрд. м ³
	Отходы АПК	Отходы ЛПК	Всего	
				650,0
2007	60	13	73	742 млн.т у.т.
2020	154	55	209	220 млн.т у.т.

Дополнительный вклад может быть внесен за счет непосредственно фотосинтетической биомассы — лесной древесины.

По данным американских экспертов (конец 80 годов XX столетия) для США вклад биомассы в энергетику страны не должен превышать 15% от общего энергобаланса.

Если оценивать потенциальные возможности современной России по вкладу древесной биомассы в энергетику, то эта цифра составит 255 млн. т у.т., или 1 млрд. м³ общей древесины в год.

То есть ежегодно нужно будет вырубать 1/80 лесного массива России, или на восстановление допускается 80 лет.

Совместно с потенциальными возможностями АПК (только отходы) общий объем биотоплива к 2020 г. может составить 410 млн. т у.т., что почти вдвое перекроет возможный дефицит природного газа.

Швеция при площади лесов 226 тыс. км² ежегодно заготавливает 80 млн. м³ древесины [8]. Например, в 2005 г. доход от продажи леса составил 640 млн. EURO.

Если эти данные экстраполировать на площадь лесов России, то ежегодная заготовка может составлять 2,96 млрд. м³, или 1,48 млрд. т, что по энергосодержанию равно 740 млн. т у.т./г.

Дефицит природного газа на внутреннем рынке к 2020 г. могут компенсировать следующие виды биотоплива, технологиями производства которых располагает Россия: биогаз, биоэтанол, биодизельное топливо, пеллеты, «синтез-газ», биоуглеводороды, биоN-бутанол, биометанол, биоводород (рис. 2, 3).



Рис. 2.. Производство биотоплива из отходов АПК. Потенциальные возможности на 2010 г.

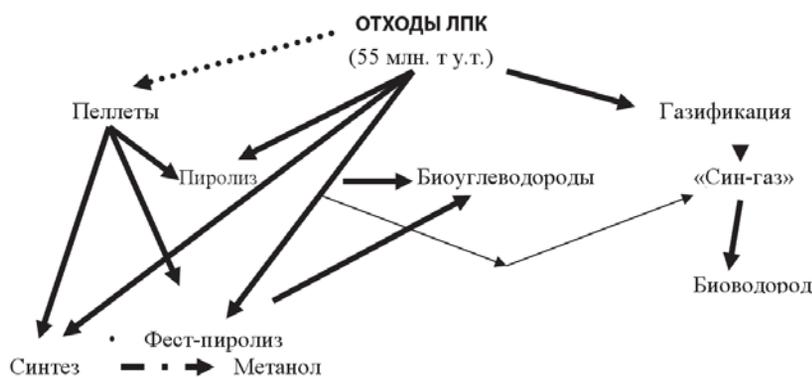


Рис. 3. Производство биотоплива из отходов ЛПК. Прогноз на 2020 г.

Энергетические ресурсы органических отходов АПК комплекса и городов РФ

В табл. 2 и 3 представлены данные исследований Института энергетической стратегии по энергосодержанию органических отходов различных отраслей АПК и городов и их распределению по Федеральным округам. Валовой потенциал только отходов АПК составляет 5,5% от современного энергобаланса России.

Таблица 2

Ресурсы энергии биомассы (органических отходов АПК и городов) по типу энергетического потенциала и распределение по Федеральным округам (ГУ ИЭС)

Федеральный округ	Валовой потенциал	Технический потенциал	Экономический потенциал
	млн т у.т.		
Центральный	16,7	16,3	10,34058.
Северо-Западный	2,82	2,7	1,81334
Уральский	4,38	4,23	2,54413
Южный	26,73	26,29	15,7609
Приволжский	27,4	26,7	15,231
Сибирский	13,4	13,0	6,94207
Дальневосточный	1,28	1,2	0,085
Российская Федерация	92,7	90,46	53,340

Биогазовые технологии как альтернатива газификации села. Перспектива

Метан — единственное средство реальной экономии затрат на селе (Современная позиция Минсельхоза РФ).

Биогаз — это макроэкономика АПК России ближайшего десятилетия.

Как показали исследования ГУ ИЭС, только биогаз и биоорганические гранулы (пеллеты, щепа) являются универсальными видами возобновляемого топлива для всех регионов России

Таблица 3

Ресурсы энергии биомассы (органические отходы) по типу отходов, видам потенциала и Федеральным округам РФ (млн. т у.т.)

Округ	Животноводство	Растениеводство	Перерабатывающая промышленность	ТБО	ОСВ	Всего
ЦФО	3,21	8,77	1,5	2,96	0,26	16,7
СЗФО	0,93	0,617	0,083	1,1	0,096	2,82
ЮФО	3,68	18,59	2,53	1,78	0,156	26,7
ПрФО	6,2	16,3	2,2	2,4	0,21	27,4
УФО	1,11	1,9	0,24	0,96	0,085	4,38
СФО	3,53	7,49	0,739	1,36	0,3	13,4
ДФО	0,34	0,34	0,024	0,52	0,046	1,27
РФ	19,0	54,1	7,31	11,07	1,152	92,6
%	20	58	8,9	11,9	1,2	100

Роль Газпрома в газификации АПК и в ближайшие годы, возникающие проблемы

Существенную роль в повышении энерговооруженности сельскохозяйственного производства России должна сыграть Национальная программа газификации, осуществляемая Газпромом России. Выполнение этой программы должно привести к снижению себестоимости производимых отечественным сельским хозяйством товаров и продуктов, что сделает Агропром России высококонкурентным на мировом рынке.

Но в настоящее время, имея треть общемировых запасов газа и занимая первое место по его добыче, сама Россия газифицирована чуть более, чем на 53%, в том числе в городах — на 60%, в сельской местности — на 34%.

Поэтому, практически, пятым национальным проектом стала долгосрочная

Программа ускоренной газификации регионов России. Уже в ближайшие 2 года с помощью инвестиций Газпрома уровень газификации страны повысится до 60 процентов, при этом 11 миллионов человек улучшат условия своей жизни [9].

Однако в соответствии с реализацией этой национальной Программы, только 44% сельской местности будет иметь централизованное снабжение природным газом. При этом к 2010 г. цена на природный газ повысится в 6 раз и достигнет цены более 500 USD за 1000 м³.

Как решать эту проблему для оставшихся 56%?

Многолетний (более 60 лет) богатейший опыт отечественных ученых, инженеров и специалистов позволяет решить эту проблему посредством широкого внедрения высокоэффективных биогазовых технологий, установок и станций (мини-теплоэлектростанций на органических отходах), утилизирующих и перерабатывающих органические отходы всего АПК в биогаз, тепловую и электрическую энергию, в моторное топливо (сжатый или креогенезированный биогаз)? высокоэффективные кормовые добавки и органические удобрения, обеспечивающих рентабельность этих технологий (рис. 4).

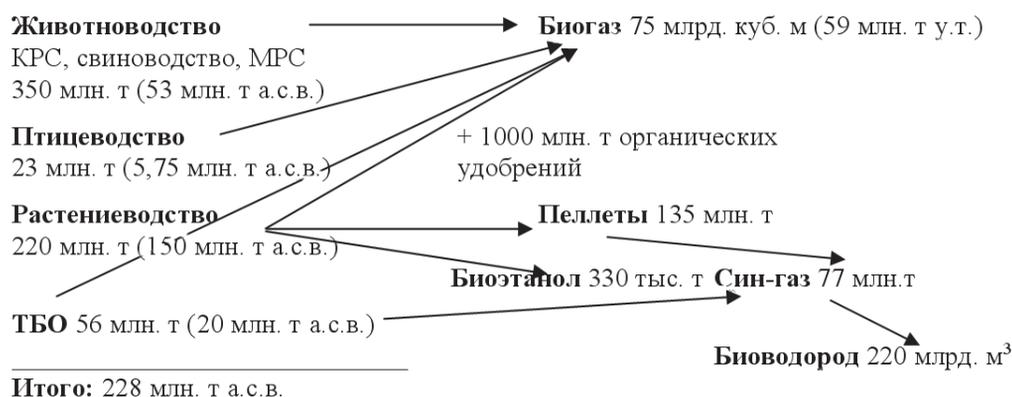


Рис. 4. Потенциальные возможности получения биотоплива в России из отходов АПК и ТБО городов

Потенциальный объем ежегодно производимого биогаза может составить 75 млрд. м³, что эквивалентно 59 млн. тонн нефтяного эквивалента на сумму 20 млрд. EURO (табл. 4).

Таблица 4
Возможности производства биогаза (млрд. м³) и пеллет (млн. т) по Федеральным округам РФ

Округа	Биогаз, млрд. м ³	Пеллеты, млн. т
Северо-Западный	3,5	1,13
Центральный	12,1	14,0
Южный	24,4	94,0
Приволжский	18,33	23,5
Уральский	3,1	3,0
Сибирский	11,1	10,9
Дальневосточный	1,18	6,6

Россия обладает всеми современными технологиями и мощностями для производства оборудования по рентабельному получению биотоплива.

Две отечественные компании ЗАО Центр «ЭкоРос» и ЗАО «СИГНАЛ», а также ВИЭСХ РАСХН разработали и создали технологии и оборудование, способные перерабатывать в

биогаз и удобрения все органические (твердые и жидкие) отходы АПК [12].

Сельское население России, согласно последней переписи, составляет 39 млн. чел, 56% от которого составит 22 млн. чел. Для обеспечения этого количества сельского населения газообразным топливом (приготовление пищи, горячая вода, отопление) потребуется в год до 8 млрд. м³ биогаза.

Современное сельское хозяйство России потребляет в год 2 млн. т бензина и 4,8 млн. т дизельного топлива. 56% сельского населения расходуют 1,12 млн. т бензина и 2,7 млн. т дизельного топлива.

По многолетним исследованиям советских и российских специалистов 1 л бензина или дизельного топлива может быть заменен 1 м³ природного газа в сжатом состоянии. 1 м³ природного газа эквивалентен 2 м³ биогаза.

Для нужд транспорта и с/х машин для 56% сельского населения потребуется для замещения традиционного топлива до 9,3 млрд. м³ биогаза.

Для обеспечения 22 млн. чел. бытовой электроэнергией (3 кВт ч/чел./сут) необходимо

вырабатывать в год 24 млрд. кВт/ч, или затратить до 12 млрд. м³ биогаза в год.

Таким образом, на 22 млн. чел. потребуется в год производить до 29,3 млрд. м³ биогаза, то есть немного меньше возможного прогнозируемого потенциала всего современного АПК России (табл. 5).

Таблица 5

Потенциальная потребность в биогазе для замещения топлива и энергии для сельского населения России

Сельское население РФ, млн. чел	Потребление биогаза, млрд. м ³ /г			
	Быт. отопление	Моторное топливо	Электроэнергия	Всего
Общее 37,0	14,2	13,6	21,3	49,1 (66,0%)
56% 22,0	8,0	7,64	12,0	27,64 (37,3%)

Современный АПК России производит в год по факту 2005 г. до 624,2 млн. т (225 млн. т по сухому веществу) органических отходов (рис. 5). По отраслям они распределяются:

птицеводство — 23,1 (5,8) млн. т (1,5 млн. т н.э.);

животноводство — 349,7 (58,3) млн. т (17,5 млн. т н.э.);

растениеводство — 222,2 (147,0) млн. т (54,1 млн. т н.э.);

перерабатывающая промышленность — 29,2 (14,0) млн. т (7,3 млн. т н.э).

Из этого количества отходов, используя современные российские биогазовые технологии и оборудование, можно в год получать до 75,0 млрд. куб. м биогаза или 150 млрд. кВт·ч электроэнергии и 150 Гкал (10¹⁵) тепловой энергии (рис. 6).

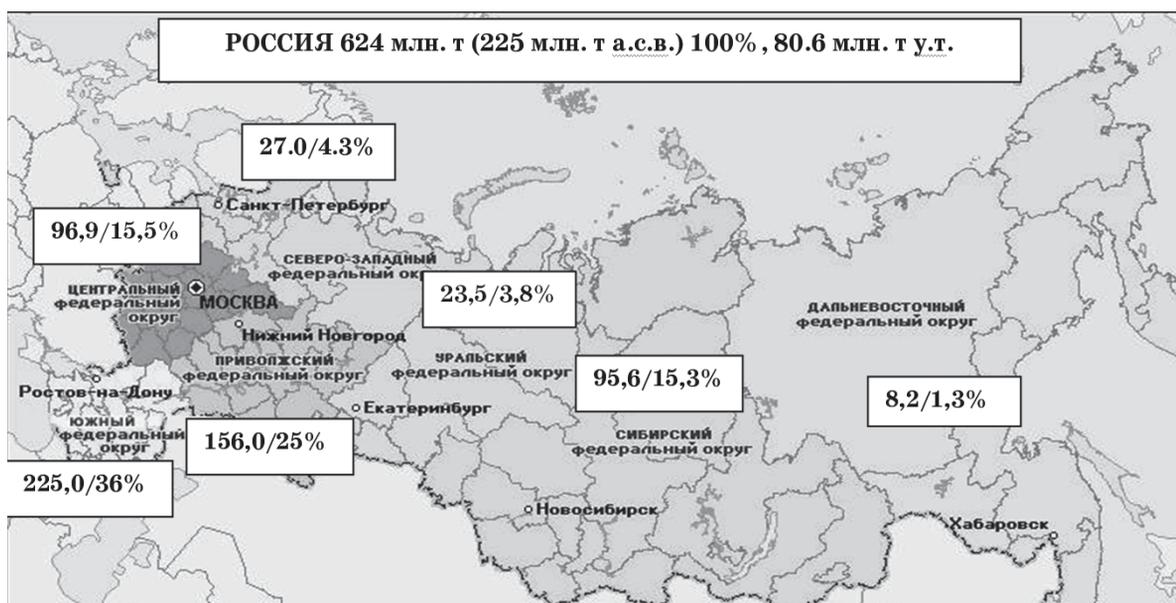


Рис. 5. Распределение суммарного количества органических отходов АПК в 2005г. по Федеральным округам РФ (млн. т)

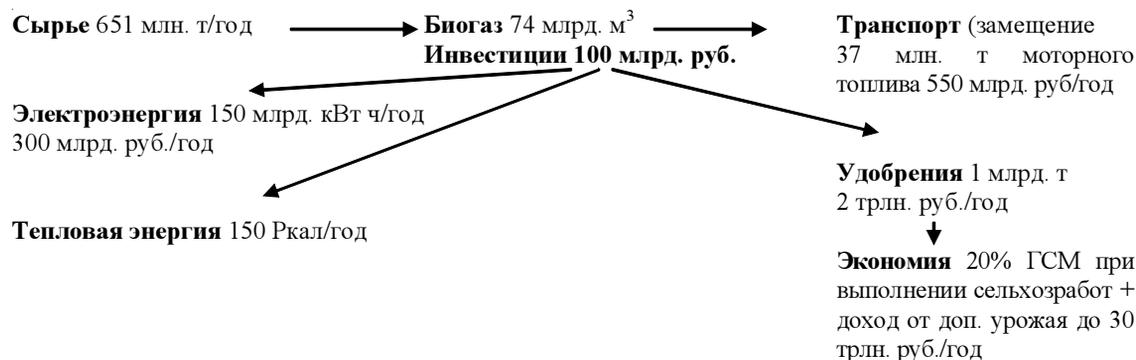


Рис. 6. Возможности применения биогаза в транспорте, производстве энергии и удобрений

Если этот биогаз использовать только в качестве моторного топлива в сжатом состоянии, то можно будет заместить до 37 млн. т моторного топлива (бензина и мазута) на сумму 555 млрд. руб./г или произвести до 150 млрд. кВт·ч/г электроэнергии и до 150 млрд. Ркал/г тепловой энергии, а также до 1 млрд. т органических удобрений (России необходимо всего до 120 млн. т/г) на сумму 2 трлн. руб. (2 тыс. руб./т). Применение таких удобрений позволит ежегодно экономить до 20% ГСМ при пахоте, севе, обработке и уборке урожая. Дополнительный урожай может составить от 10 до 30 трлн. руб./г. Затраты на создание биоэнергетических станций, учитывая весь объем отходов, составят 100 млрд. руб. Срок службы не менее 15 лет. Экономический эффект налицо.

Получение одновременно с биогазом экологически чистых, высокоэффективных органических удобрений позволит сократить применение минеральных удобрений и снизить энергозатраты в сельскохозяйственном производстве России.

Потенциальные возможности производства биогаза из органических отходов АПК 74,0 (100%)

Биогаз и моторное топливо

Дизельное топливо является энергетическим фундаментом сельского хозяйства России.

Доля затрат на топливо в себестоимости сельскохозяйственной продукции достигает 20%.

640 тыс. тракторов и 330 тыс. грузовых автомобилей сельхозпредприятий потребляют в год порядка 5,5 млн. т дизельного топлива и около 2 млн. т автомобильных бензинов.

72% моторного топлива потребляют три федеральных округа: Приволжский — 28%; Южный — 23% и Центральный — 22%.

В этих же округах расположены 73% российских автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС): Приволжский — 58 станций; Центральный — 54 и Южный — 44. Перевод тракторной техники на природный газ обеспечивает как минимум 30-процентное сокращение затрат на топливо. Практика показывает, что средства, затраченные на перевод одного трактора К-701, окупаются в течение шести месяцев.

На рис. 7 показано, что для основных потребителей моторного топлива в АПК имеет хорошую потенциальную альтернативу на замещение биогазом. Причем возможности производства биогаза в несколько раз превышают потребление моторного топлива.

Биогазовые технологии и замещение минеральных удобрений с целью экономии природного газа

При стоимости внесения минеральных удобрений на 1 га 1,4 – 4,2 тыс. руб., на среднюю площадь сельхозугодий 3 тыс. га потре-



Рис. 7. Основные потребители моторного топлива в АПК России: Приволжский, Южный и Центральный Федеральные округа

буется 4,2 – 12,6 млн. руб. (большинство хозяйств России, не имеющие таких средств, практически лишены возможности закупки минеральных удобрений).

Стоимость энергии в себестоимости минеральных удобрений составляет 18 – 30%. В России на производство 1 т аммиака расходуется до 1,2 тыс. м³ природного газа (ОАО «Новомосковская акционерная компания «АЗОТ» затрачивает до 25 – 50% энергии на производство удобрений). У отдельных предприятий доля природного газа в производстве азотных удобрений составляет 72 – 75%. Крымский «Титан» расходует 15 – 18% природного газа, из них на аммиак — до 80%, Кирово-Чепецкий химкомбинат расходует до 80% природного газа на производство аммония. Аммиак составляет 22,5% от молекулярной массы аммиачной селитры [10].

В России на производство 1 т аммиака расходуется до 1,2 тыс. м³ природного газа. При норме внесения 250 кг/га аммиачной селитры к 2010 г на 18 га будет затрачено 1,2 тыс. м³ природного газа на сумму 600 USD.

Общая площадь используемой пашни в России в настоящее время 80 млн. га. Для обеспечения этой площади аммиачной селитрой нужно ежегодно затрачивать до 5,3 млрд. м³ природного газа на сумму 3,2 млрд. USD или 80 млрд. руб.

Затраты хозяйств на покупку минеральных удобрений составят 112 млрд. руб./г (при стоимости 1,4 тыс. руб. на га)

В тоже время необходимое количество органических удобрений для обработки 80 млн. га составляет 80 млн. т/г, производимых по биогазовым технологиям. Это 5 – 6% от ежегодного производства органических отходов АПК России.

Таблица 6

Производство и применение минеральных удобрений в России (млн. т) [11]

	1990 г.	1999 г.
Производство минеральных удобрений	16,0	11,5
Использовано в сельском хозяйстве России	9,5	1,1
Внесено в расчете на 1 га пашни (кг)	88,0	15,0

Стоимость биогазовых установок для производства указанного количества удобрений — 131, млрд. руб. Одновременно ежегодно будет производиться 3,2 и более млрд. м³ биогаза.

Ежегодный эффект применения органических удобрений составит в год 192 млрд. руб.

Использование биогазовых технологий позволит любому хозяйству получать бесплатную энергию, так как все капитальные и эксплуатационные затраты будут окупаться за счет реализации дополнительного урожая (табл. 7).

Таблица 7

Экономическая эффективность замены минеральных удобрений на органические класса «Биоуд» в среднем российском хозяйстве

Площадь пашни среднего хозяйства	3000 га
Общая стоимость минеральных удобрений в год	4,2 – 12,6 млн. руб.
Необходимое количество органических удобрений	3000 т/г
Необходимое поголовье крупного рогатого скота	210
Стоимость биогазовой установки	5.5 млн. руб.
Производство биогаза	120 тыс. м ³ /г
Производство электроэнергии	240 тыс. кВт ч/г
Производство тепловой энергии	480 тыс. кВт ч/г
Себестоимость органических удобрений в год окупаемости	1700 руб./г
Себестоимость органических удобрений в последующие годы	183 руб./г
Рыночная стоимость органических удобрений	6 млн. руб./г
Среднегодовой от реализации дополнительного урожая	75 млн. руб.

Современный уровень сельскохозяйственного производства России в 2 – 2,5 раза ниже уровня 1985 г., что подтверждается и снижением медицинских норм обеспечения населения мясной и молочной продукцией более чем в 2 раза.

При интенсивном подъеме сельскохозяйственного производства России через несколько лет общий объем производимых органических отходов может составить 675 млн. т по сухому веществу, а потенциальное производство биогаза — 225 млрд. м³/г.

Часть сельского населения и сельскохозяйственное производство находятся в зоне лесных массивов. Современное производство стволовой древесины составляет 130 млн. м³/г или 65 млн. т, отходы вырубки до 40% или 26 млн. т. Из этого количества можно произвести до 26 млн. т пиллет или щепы или до 38 млрд. м³ «син-газа» или до 19 млрд. м³ биоводорода.

Высокая рентабельность отечественных биогазовых технологий обеспечивается одновременным производством высокоэффективных органических удобрений, одна тонна которых по эффекту на урожай равноценна 70 – 80 т естественных отходов животноводства и птицеводства.

Этим объясняется быстрая (1 – 2 года) окупаемость биогазовых установок и биогазтеплоэлектростанций.

Развитие биогазовых технологий в России

Россия обладает всеми современными технологиями и мощностями для производства оборудования по рентабельному получению биотоплива.

Две отечественные компании ЗАО Центр «ЭкоРос» и ЗАО «Сигнал», а также ВИЭСХ РАСХН разработали и создали технологии и оборудование, способные перерабатывать в биогаз и удобрения все органические (твердые и жидкие) отходы АПК [12]:

универсальная рециркуляционно-твердофазная термофильная метангенерация любых органических отходов АПК (ИНБИ им. А.Н. Баха АН РАН, 1987, ЗАО Центр «ЭкоРос» 1996);

технология рециркуляции переработки отходов птицеводства (Т.Я. Андрюхин, Октябрьская птицефабрика, Истринский район, Московской области, 1989);

технология метангенерирования с предварительным разделением фаз (ВИЭСХ РАСХН 1989);

технология трехстадийной метангенерации (ЗАО Центр «ЭкоРос» 1998);

экспресс-технология переработки ТБО (ИНБИ им. А.Н. Баха АН РАН 1987, ЗАО Центр «ЭкоРос» 1998);

технология твердофазной метангенерации отходов КРС (ЗАО Центр «ЭкоРос» и ВИЭСХ РАСХН, 2002 г. и др).

В России с начала 80 годов ведущее место в проблеме использования биомассы для целей энергетики, помимо газификации

древесины и лигноцеллюлозных материалов, занимали разработка и создание биогазовых технологий и оборудования по производству биогаза, тепловой и электрической энергии из органических отходов сельскохозяйственного производства, пищевой и легкой промышленности, стоков и твердых бытовых отходов городов.

Анализ отечественной и мировой литературы в области биогазовых технологий и производства биогаза показывает, что изучение этого сложнейшего с точки зрения биологии процесса началось в начале 60 годов прошлого столетия в Институте биохимии им. А.Н. Баха АН СССР. Именно эти исследования и их промышленное воплощение явились точкой отсчета в создании отечественной, а может быть и мировой промышленной биоэнергетики и активного фундаментального исследования процессов биосинтеза метана и биогазификации на примере разработки технологии производства препарата витамина В-12 методом термофильного метанового брожения отходов (барды) ацетонобутилового производства (рис. 8) [19].

Эта технология была внедрена на двух ацетонобутиловых заводах в городах: Ефремов (Тульская область 1967 г.) и г. Грозный (1969 г.) [4].

В конце 60 годов, задолго до энергетического кризиса 1972 – 1974 гг., в СССР были созданы промышленные производства газообразного и жидкого биотоплива из биомассы (биоводород, биометан, биобутанол, биоацетон, биоэтанол). Это был первый пример высокорентабельного полностью безотходного производства в мировой практике, когда одновременно с биогазом производимый второй продукт делал весь процесс высокорентабельным, и, практически, производимое газообразное топливо по себестоимости было равно «нулю». Позднее этот ценовой эффект был применен при создании биогазовых установок для села.

Критерии, определившие создание и развитие биогазовой промышленности в России: разработка технологии и создание крупномасштабного производства витамина В-12 и биогаза;

теория С.И. Кузнецова о биологическом происхождении природного газа и его промышленных запасов.

Огромная сырьевая база (СССР) — органические отходы, 350 млн. т (по с.в.) ежегод-

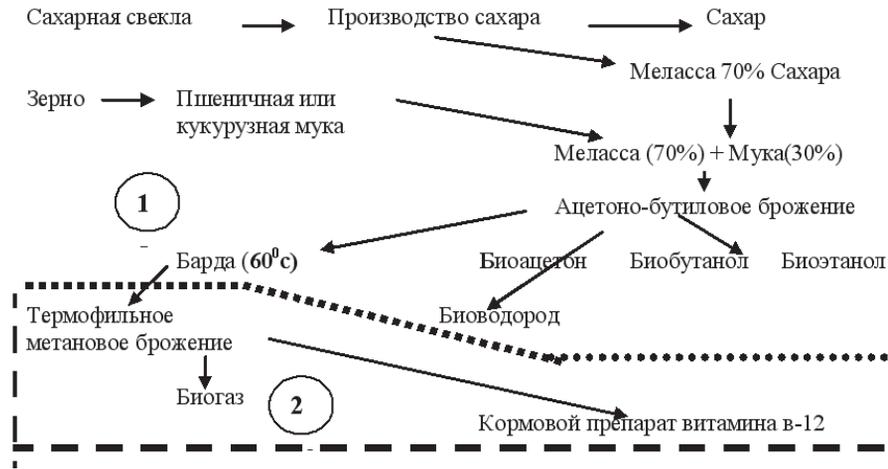


Рис. 8. Схема безотходного широкомасштабного промышленного производства биотоплива в России (СССР 1935 – 1969 гг.): 1 — разработка МГУ им. М.В. Ломоносова, 1935г.; 2 — разработка ИНБИ им. А.Н. Баха АН СССР, 1960г.)

но, их переработка могла бы дать, как минимум, 100 млрд. м³ биогаза в год, что эквивалентно 69 млн. т у.т.

Идея была разработана и просчитана в 1972 – 1973 гг. и воплотилась в Проект в 1979 г.

В 1980 г. он был включен в Программу Государственного Комитета СССР по Науке и Технике. По этой Программе в период с 1980 по 1990 гг. было построено три крупные биогазовые станции:

г. Пярну, на свиномкомплексе на 30 тыс. голов;

совхоз «Огре» Рижского района, на свиномкомплексе на 5 тыс. голов;

колхоз «Большевик» Нижегородского района Крымской области, на свиномкомплексе на 24 тыс. голов.

По этой же Программе Минживмашем СССР совместно с Минсельхозом СССР была разработана и создана биогазовая установка «КОБОС-1» на 300 голов КРС.

При поддержке Государства была построена опытно-промышленная биоэнергетическая станция на 50 тысяч голов птицы (Глебовское ППО, Октябрьская птицефабрика, Истринский район Московской области. Проект инженера Т.Я. Андрюхина.

Силами завода Химического машиностроения им. М. Фрунзе в г. Сумы УССР была разработана и создана биогазовая установка «БИОГАЗ-1» на 3 тыс. голов свиней (1982 г.).

О результатах развития этой проблемы говорилось и написано достаточно много, поэтому следует остановиться на главном достижении, позволяющим внедрять эти

технологии в любой деревне, на хуторе и в маленьком городке России,.

В течение последних 16 лет компания Центр «ЭкоРос» разработала и создала высокорентабельные биогазовые технологии и оборудование с окупаемостью оборудования за 1 – 1,5 года независимо от места их эксплуатации и их мощности.

Оборудование

Индивидуальная биогазовая установка для крестьянского хозяйства — ИБГУ-1 перерабатывает до 200 кг отходов крупного рогатого скота и производит в сутки до 10 – 12 м³ биогаза и до 200 л жидких универсальных удобрений, которые используются под любые продовольственные, технические и декоративные культуры не более 1 – 3 т/га.

По документации ЗАО Центра «ЭкоРос» с 1992 – 2000 гг. четырьмя Российскими заводами было создано и реализовано 85 комплектов ИБГУ-1 (79 в России от Алтайского края и Кемеровской области до Брянской и Ленинградской областей, 4 – Казахстане, 3 – Беларуси). В 1997 г. создано совместное китайско-российское объединение по производству таких установок в Китае (рис. 9, 10).

В 1997 г. в г. Ухань (средний Китай) создано совместное китайско-российское предприятие по производству биогазовых установок класса ИБГУ-1 и БИОЭН-1 по документации ЗАО Центр «ЭкоРос».

Блок-модуль БИОЭН-1 – фермерская система, перерабатывает до 1 т отходов в сутки и производит до 40 м³ биогаза, который трансформируется либо в электроэнергию

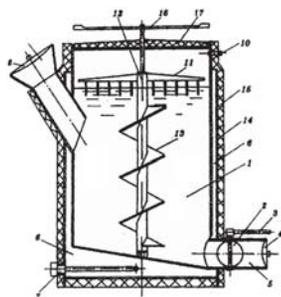


Рис. 9. Схема-разрез биореактора-метантенка ИБГУ-1: 1 — корпус биореактора; 2 — диафрагма; 3 — рукоятка; 4 — затвор; 5 — шлюз для выгрузки сброженной массы; 6 — корпус тепловой рубашки; 7 — электрический ТЭН; 8 — герметический затвор; 9 — загрузочный люк; 10 — газовый штуцер; 11 — гребенка; 12 — вал; 13 — шнек; 14 — облицовка теплоизоляции; 15 — теплоизоляция; 16 — рукоятка-крестовина мешалки; 17 — крышка биореактора. Принцип термостата



Рис. 10. Внешний вид биогазовой установки ИБГУ-1

(80 кВт·ч/сут.), либо в тепловую энергию (160 кВт·ч/сут.) и около 1 т жидких удобрений. Такая крестьянская/фермерская теплоэлектростанция работает в хозяйстве «Поярково» Солнечногорского района Московской области.

Биогазовые технологии могут эффективно эксплуатироваться в любом климатическом регионе России. Причем, эти технологии не только позволяют производить газообразное топливо и высокоэффективные органические удобрения, но и становятся источником капитала для ряда фирм.

Высокая эффективность таких органических удобрений, получивших торговую марку «БИОУД», объясняется биосинтезом при термофильном метановом брожении мощных биологических стимуляторов роста растений класса «Ауксины».

Таким образом, сама природа дает в руки человека инструмент, с одной стороны, для удержания баланса углекислоты на безопас-

ном уровне («парниковый эффект»), с другой — для повышения урожая зеленой массы — источника энергии.

Переработка 1 т отходов крупного рогатого скота (85% влажности) дает до 40 м³ биогаза, содержащего 55 – 60% метана (5,5 – 6,0 тыс. ккал/м³; 22 – 24 тыс. кДж/м³), 40 – 45% СО₂ и не содержащего сероводорода в отличие от других биогазовых технологий, биогаз перерабатывается в электрическую энергию (75 – 80 кВт·ч/сут.) и (или) тепловую (220 кВт·ч/сутки) энергию и в органические удобрения (до 1 т).

1 т таких удобрений заменяет до 100 – 150 т исходных отходов. Расход удобрений на 1 га в зависимости от выращиваемых культур составляет 1 – 3 тонны.

1 т исходных отходов крупного рогатого скота в Московской области стоит 100 – 200 руб., а рыночная цена произведенных удобрений по месту производства составляла в сезон 2007 г. 9 тыс. руб./т.

В настоящее время рынок определил доминирование органических удобрений, биогаз и экология стоят на втором месте и, фактически, для производителя становятся бесплатными, так как все производственные затраты — это стоимость удобрений.

Россия находится в зоне рискованного земледелия, и по климатическим условиям, и по характеристике большая часть почв — низкогумусные подзолистые почвы, требующие постоянного внесения органических удобрений. Поэтому в средних и северных регионах Европейской России, в земледельческих районах Сибири потребность в органических удобрениях будет постоянной и определяющей в развитии биогазовых технологий. Использование таких технологий и созданного на их основе оборудования позволит в ближайшие годы полностью решить в сельскохозяйственных районах проблему всех органических отходов, включая коммунальные стоки и ТБО, обустроить дома сельских жителей современными санитарно-гигиеническими системами европейского типа и оказать существенную помощь в решении проблем энергосбережения.

Успешная эксплуатация ИБГУ-1 в разных районах России способствовала переходу к разработке и созданию более совершенных биогазовых установок большей мощности с автономным энергообеспечением. Автоном-

ность этих установок может быть достигнута при условии ежедневной переработки не менее 500 кг отходов с влажностью 85%.

Биогаз, полученный из отходов крупного рогатого скота, при пастбищном содержании скота (май – сентябрь) содержит 60 – 63% метана, 37 – 40% CO₂, при стойловом — 50 – 55% метана, 45 – 50% CO₂.

Сравнительный анализ выхлопных газов, полученных на работающем с номинальной мощностью биогазбензоэлектрогенераторе при сжигании в нем последовательно бензина и биогаза, показал, что при сжигании биогаза содержание СО в 45 раз меньше, углеводородов в 30 раз меньше, оксидов азота в 1,5 раза меньше, чем при сжигании бензина. Таким образом, биогаз можно отнести к наиболее экологически чистым видам топлива органического происхождения.

Оптимальный расход биогаза на производство 1 кВт·ч электрической энергии (220 В, 50 Гц на биогазбензоэлектрогенераторе АБ-4Т/400-М2 (БГ)) составил 0,55–0,6 м³/ч.

Удельный расход биогаза на подогрев 1 м³ бродящей массы до температуры 52°С при добавлении свежего холодного (12 – 15°С) сырья и вследствие этого понижения температуры массы до 48°С составил 0,85 м³, необходимое время — 1ч, давление биогаза в газовой линии 2500 Па.

Оптимальная температура нагрева теплоносителя (объем 200 л воды) в агрегате АОГВ-23,2 (БГ) достигала 79 – 81°С при расходе биогаза 0,12 м³/ч, суточные затраты на поддержание оптимальной температуры ферментации (52 – 53°С) составили 28 – 30% произведенного газа.

Удельный расход биогаза на обогрев помещения площадью 25 м² агрегатом АОГВ-23,2-1 от 10 до 22°С — 0,048 м³/ч/м² (строительный материал — бетон, обшитый вагонкой, необходимое время — 1,6 ч).

Оптимальный расход биогаза при эксплуатации газовой ИК-беспламенной горелки мощностью 5 кВт составил 0,8–1,0 м³/ч.

Исследование современного АПК России, проведенное Институтом энергетической стратегии, показало что до 50% производимой основной продукции (мясо, молоко, яйца, овощи) приходится на индивидуальные фермерские хозяйства. Поэтому развитие биогазовой промышленности должно идти по двум направлениям:

создание крупных биоэнергетических станций;

создание биогазовых установок для ферм.

Развитие рыночной экономики и появление новых форм собственности в сельскохозяйственном производстве потребовали разработки высокорентабельных технологий и оборудования, работающих в любой климатической зоне и в любой российской глубинке, удаленной от централизованного энергообеспечения. Такие технологии и оборудование были созданы в 1992 г. ЗАО Центр «ЭкоРос»: индивидуальная биогазовая установка — ИБГУ-1 и автономный биоэнергетический блок-модуль (мини-теплоэлектростанция) — БИОЭН-1.

В настоящее время ЗАО «СИГНАЛ» (г. Тамбов) начало производство биоэнергетических систем под фирменной маркой «АБЭУ» — автономные биоэнергетические установки с объемом биореакторов-метантенков от 7 до 480 м³ и более с производством в год от 4 до 254 м³ и установочной мощностью (электрической) от 0,83 кВт до 54 кВт., тепловых — от 2.5 до 152 кВт (рис. 11, 12, 13).



Рис. 11. Метантенк теплоэлектростанции АБЭУ-20. Мощность 3.3 кВт (эл.) и 7.1 кВт (тепл.) Биореактор-метантенк 20 куб. м. Комплекс КРС, пос. «Горелое» Тамбовской обл. ЗАО «СИГНАЛ»



Рис. 12. Биореактор-метантенк для АБЭУ объемом 20 м³



Рис. 13. Возможности биоэнергетики на примере фермерского хозяйства средней России – новый бизнес для села

Жидкое моторное топливо — биоэтанол

По данным Международного Энергетического Агентства (International Energy Agency) за четверть века производство этанола в мире выросло в 8 раз (с 4368 млн. л в 1980 г. до 32 665 млн. л в 2004 г.), причем особо заметный прирост был зарегистрирован в последние годы, с ростом цен на нефть. К примеру, в 2000 г. мировое производство этанола составляло 17 580 млн. л, в 2001 г. — 19 136 млн. л, в 2002 г. — 24 106 млн. л, в 2003 г. — 28 745 млн. л.

На мировом рынке производства спирта, используемого для транспортных нужд, лидируют США и Бразилия. Причем в Бразилии спирт, производимый из сахарного тростника, обеспечивает до 30% потребностей страны в автомобильном топливе (в США — примерно 2%). По данным Национальной коалиции спиртовых автомобилей (National Ethanol Vehicle Coalition), в США ныне работают несколько десятков АЗС, на которых можно заправить машину топливом E85 (смесь состоит из 85% спирта и 15% бензина).

В течение последнего десятилетия власти США выделили фермерам 7 млрд USD в качестве дотаций на выращивание кукурузы, необходимой для изготовления спирта. Кроме того, этанол с 1990 г. в небольших количествах добавляют в обычный бензин, чтобы уменьшить количество вредных выбросов [13].

В настоящее время стоимость автомобильного биотоплива зависит от страны-производителя. Цена зависит от «калорийности» сельскохозяйственных культур, стоимости рабочей силы, эффективности процесса переработки и пр.

Этанол уже стал объектом международной торговли: например, Бразилия уже импорти-

рует этот продукт в США, Индию и ряд иных государств. Потенциально этот рынок будет развиваться: только за последние годы законы, ставящие своей целью поощрить перевод автомобилей на биотопливо, приняли Южная Корея, Филиппины, Япония и Мадагаскар.

По данным доклада, подготовленного Национальной Лабораторией в Ок-Ридже (Oak Ridge National Laboratory) и Министерством Сельского Хозяйства США (Department of Agriculture), в настоящее время 94% энергозатрат американской экономики обеспечиваются за счет невозобновляемых источников энергии. Доля возобновляемых источников в общем энергетическом балансе страны составляет примерно 6%, причем 47% производства энергии за счет подобных источников дает биомасса, опередившая, например, гидроэлектростанции — ныне биомасса обеспечивает около 3% энергетических потребностей США [14].

Существующие технологии позволяют без больших дополнительных затрат многократно увеличить производство биотоплива, не ставя под угрозу снабжение США продовольствием и сырьевыми материалами. Это, прежде всего, относится к этанолу, который применяется в качестве добавки к бензину и другим видам горючего. Сейчас американская промышленность ежегодно производит 12 869 млрд. л этанола, однако с течением времени возможно увеличение этого показателя, как минимум, в 23 раза. К 2010 г. планируется изготавливать из биомассы 4% моторного топлива, к 2020 г. — 10% и к 2030 г. — 20%. Оптимальное использование ресурсов сельского хозяйства и лесоперерабатывающей промышленности даст возможность через 25 лет обеспечить не менее 15% общих энергетических потребностей экономики США. Это позволит значительно снизить ее зависимость от импорта нефти и, как минимум, на 10% сократить интенсивность выброса парниковых газов.

По прогнозу Международного Энергетического Агентства, к 2020 г. мировое производство биотоплива, как минимум, увеличится в четыре раза и достигнет 120 млрд. л в год. К 2010 г. мировой автопром выпустит около 2 млн. единиц автомобилей, способных работать на спирте и биодизельном топливе. Пока же доля «биологических» автомобилей в автопарке США незначительна. В 2003 г. автомобильный парк США составлял при-

мерно 217 млн. автомобилей различных типов. По данным справочника Automotive News Market Data Book, в 2002 г. американцы приобрели 16,8 млн. машин. По статистике Энергетической Администрации США (Energy Information Administration), в 2003 г. в США использовалось 930,5 тыс. автомобилей, использовавших альтернативные виды топлива. Из них 859,2 тыс. заправлялись этаноловыми смесями (E85), примерно 50,5 тыс. использовали биодизельное топливо. Большинство этих машин использовались государственными и муниципальными структурами, например, на биотопливе ездят автобусы и почтовые машины [14].

США, импортирующие из Бразилии около 1 млрд. л этанола в год, рассматривает сейчас проект по использованию возобновляемого топлива. В частности, проект предполагает, что биотопливо американского происхождения должно занимать фиксированную долю от общего объема потребления альтернативного топлива в стране. *Благодаря этому нововведению Америка сможет сократить импорт сырой нефти к 2012 г. на 250 млн. т.* Департамент сельского хозяйства США пришел к выводу, что этанол вырабатывает 134% энергии, затрачиваемой при выращивании, уборке и переработке кукурузы. Бензин же возвращает лишь 80% энергии, используемой в его производстве. *Во многом популярность биотоплива в США вызвана и тем, что его массовое внедрение стимулирует развитие сельского хозяйства.* В апреле министр сельского хозяйства США Майк Йоханнс заявил, что в стране около 25% урожая кукурузы может быть использовано в качестве сырья для производства этанола. Сейчас этот показатель составляет 14%, что позволяет производить около 15 млрд. л биотоплива в год. В США имеется около 100 заводов по производству этанола с суммарной мощностью 16 млрд. л/г.

Потребности Европейского Союза в транспортном биоэтаноле:

население — 470 млн. чел.;

потребление автобензина — 966 л/чел./г;

общее потребление автобензина — 468,32 млн. т/г;

выход биоэтанола при наивысшем урожае

Сладкого сорго (80 т/га з.м.) — 4,15 т/га;

площадь угодий при полной замене бензина на биоэтанол — 107 млн. га;

при 10% замене — 10,7 млн. га.

Польза для аграриев

Этанол открывает для фермеров новые рынки сбыта, что приводит к общему подъему сельхозсектора. В производстве этанола в США заняты более 40 тыс. человек, а прямой и косвенный вклад в экономику страны составляет более 6 млрд. USD в год путем поддержки смежных отраслей. Ожидается, что с помощью биотехнологий удастся увеличить содержание в кукурузе крахмала, из которого производится этанол, благодаря чему удастся увеличить выход этанола (сейчас из 1 т кукурузы удается получить около 413 л этого продукта).

Кроме кукурузы в США планируют использовать для производства этанола и другие виды сырья. Американское правительство поставило цель разработать на протяжении 6 лет эффективные технологии выпуска целлюлозного этанола из отходов сельского и лесного хозяйства, а также из ивы.

Россия способна заменить биотопливом 5 – 10% от мирового объема топлива на нефтяной основе. Аналитики сходятся во мнении, что России пока невыгодно производить биоэтанол для внутреннего потребления. Российский автопром не готов к подобным переменам: отечественные машины не приспособлены работать на биотопливе. Экономический эффект от использования биотоплива невелик, потому что в России есть налоговые проблемы со спиртосодержащей продукцией, в разряд которых попадает и биоэтанол. Если себестоимость производства биоэтанола в России составляет 10 руб., то акциз на спиртосодержащую продукцию составляет порядка 23 руб. Если сравнить с бензином, стоимость которого сейчас составляет около 20 руб. за литр, то доля налогов в этой цене составляет 10 – 11 руб. [18].

Этанол можно производить из любого сахаро- и крахмалосодержащего сырья: сахарного тростника и свеклы, картофеля, топинамбура, кукурузы, пшеницы, ячменя, ржи и т. д. [15]. Поэтому главный критерий выбора сырья для производства — его доступность и наличие для переработки 365 дней в году. Учитывая то, что стоимость сырья составляет 70 – 80% себестоимости этанола, доступность сырья определяет выбор площадки для завода. Рис.14 дает представление о том, сколько сырья надо переработать для достижения планируемой производительности завода. Выход этанола из тонны сырья, 90%-ная



Рис. 14. Потенциальные возможности производства жидкого биотоплива в России из отходов сахарного производства (мелассы)

конверсия крахмала в этанол. Учитывая высокую урожайность клубневых (картофель, топинамбур), стоимость сырья на литр этанола сравнима и для клубневых, и для зерновых.

Но клубневые имеют несколько принципиальных недостатков:

трудоемкая уборка: отсутствие или проблема механизации уборки;

сложное хранение: не хранятся весь период, необходимый для работы завода;

малоценные дополнительные продукты: из-за низкого содержания протеина завод лишается важного дополнительного источника дохода;

низкая «ликвидность».

Поэтому клубневые могут быть использованы только там, где они хорошо растут, и только как дополнительное сырье для завода биоэтанола.

Замечания по зерновым культурам:

Кукуруза. Самый распространенный источник крахмала. Идеальное сырье там, где ее легко выращивать, — большое предложение на рынке.

Пшеница. Содержание крахмала сильно различается. Высока вязкость из-за входящих в состав пентозанов. Требуется дополнительных ферментов. Может потребовать использование пеногасителя.

Тритикале (гибрид ржи и пшеницы). Обладает повышенной морозостойкостью (больше чем у озимой пшеницы), устойчивостью против грибных и вирусных болезней, пониженной требовательностью к плодородию почвы, содержит много белка в зерне. Содержание крахмала сильно различается. Высока вязкость из-за входящих в состав пентозанов.

Требуется дополнительных ферментов. Может потребовать использование пеногасителя.

Ячмень. Очень абразивен, отруби изнашивают оборудование. Урожайность ниже, чем у других зерновых. Требуется специальных ферментов (бета-глюканазы). Требуется использование пеногасителя.

Рожь. Недорогая, но меньше урожайность. Очень высока вязкость из-за входящих в состав пентозанов. Требуется дополнительных ферментов (ксиланазы). Требуется использование пеногасителя (табл. 8).

Таблица 8

Выход продуктов с тонны сырья (сухой помол)

Сырье, л с 1 т	Этанол, кг с 1 т	Сухая барда, кг с 1 т	CO ₂
Пшеница	375	330	370
Рожь	357	390	350
Ячмень	330	430	320
Кукуруза	410	300	400

Биобутанол — как моторное топливо

В 2006 г. крупными международными компаниями начата подготовка к запуску промышленных производств биобутанола. Старт применения биобутанола в качестве альтернативного моторного топлива по плану приходится на 2007 г.

Японский научно-исследовательский институт разработал первую в мире технологию производства дизельного топлива, содержащего бутанол (вид спирта), полученный из генетически модифицированных микроорганизмов [16].

В период с 1935 по 1990 гг. в СССР биобутанол производился в промышленных масштабах из мелассы и зерна. Его годовое производство составляло более 50 тыс. т.

Потенциальные возможности по производству транспортного биоэтанола и биобутанола из мелассы по федеральным округам РФ приведены в табл. 9.

Общее потребление моторного топлива в год всего АПК — 7 млн. т/г.

Для смеси бензин: этанол = 95:5 необходимо в год производить 350 тыс. т этанола.

Из всей российской мелассы можно получить до 388 тыс. т, то есть АПК может полностью обеспечить себя транспортным этанолом из мелассы, не используя для этих целей зерно, которое рентабельнее пустить на фураж.

Таблица 9
Потенциальные возможности по производству
транспортного биоэтанола и биобутанола из
мелассы по федеральным округам РФ

Округа	Производство			
	Сах. свекла	Меласса	Этанол	Бутанол
	млн. т		тыс. м ³	
ЦФО	10,4	0,52	182,0	59,0
СЗФО	–	–	–	–
ЮФО	6,7	0,335	117,25	38,0
Краснодар- ский край	0,026	0,0013	0,455	0,147
ПРФО	4,3	0,21	73,5	24,0
УФО	–	–	–	–
СФО	0,866	0,043	15,1	4,9
ДвФО	–	–	–	–
Россия	22,0	1,1	388,35	125,0

Однако основным сырьем в России для производства транспортного этанола в настоящее время становится зерно, что для нее является негативным фактором.

Транспортный биоэтанол необходимо производить из альтернативного зерну крахмало-содержащего сырья, а зерно использовать для откорма животных и птицы, тем более, что современное сельскохозяйственное производство России производит на душу населения в год в два раза меньше мяса, молока и яиц, чем требуется по медицинским нормам.

Но независимо от сырья у производителей биоэтанола есть одна общая проблема — барда, которой на 1 м³ спирта образуется до 12 – 14 м³.

В 2002 г. Россия выработала 1,4 млн. м³ биоэтанола. Выход барды составил 16,8 – 19,6 млн. м³.

По постановлению Правительства РФ барду необходимо утилизировать, в противном случае у заводов отберут лицензию на производство спирта. Ранее полученный опыт СССР показывает, что наиболее рентабельной и радикальной является метангенерация спиртовой барды с получением газообразного топлива и кормового препарата витамина В-12 для птицеводства и животноводства, особенно для климатических условий России.

Россия имеет большой научный, техниче-ский и промышленный опыт по переработке спиртовой барды.

Самые крупные предприятия по этой технологии были созданы при ацетонобутиловых заводах (ИНБИ им. БАХА АН СССР, Институт бродильной промышленности,

АБЗ-Грозный, АБЗ-Ефремов, 1960 – 1969 гг.) и некоторых спиртовых заводах (Андрушевский спирткомбинат (Винницкая обл.); Даугавпилский спиртовой завод; Панивежский спиртовой завод) (рис. 15).



Рис. 15. Метантенк объемом 4500 м³,
биогазовый цех на Грозненском
Ацетонобутиловом заводе, 1969 г.

Каждый биогазовый цех ацетонобутиловых заводов производил в сутки до 30 тыс. м³ биогаза и на 25% замещал использование природного газа.

Компания ЗАО «СИГНАЛ» в настоящее время проводит опытно-промышленные исследования по определению оптимальных параметров метаногенной ферментации спиртовой зерновой барды на собственной производственно-экспериментальной базе в поселке «Горелое» Тамбовской области. Выход биогаза составляет 15 – 20 объемов на объем барды (рис. 16).

Производство этанола из сладкого сорго

Серьезным потенциальным сырьем для производства этанола в России может стать сладкое сорго, культивируемое на Северном Кавказе, Дальнем Востоке и в Поволжье. В России сорго возделывается на площади около 100 тыс. га (табл. 10).

Урожай сладкого сорго — 20 – 30 т/га. Из 1 т массы сорго получают 800 – 850 л сока с содержанием 20% углеводов или можно получить до 80 литров этанола, или с 1 га — 2 м³, или 200 тыс. м³ со всей засеваемой площади.

Благодаря высокой засухоустойчивости сорго с успехом возделывают в засушливых районах.

При благоприятных условиях можно получать зеленой массы свыше 80 т с 1 га. 640 тыс. т этанола со всей площади.

Только для полного замещения бензина этанолом для АПК необходимо засеять сладким сорго 1 млн. га. Для автопарка всей России 13 – 15 млн. га.



Рис. 16. Пример рентабельности российских технологий производства биоэтанола

Таблица 10
Сырье альтернативное зерну для производства биоэтанола: картофель, сладкое сорго, топинамбур [16]

Удельный выход биоэтанола с 1 га или 1 т углеводного сырья				
Сырье	Урожайность, т/га	Исходное содержание углеводов, %	Выход этанола	
			л/т	л/га
Сахарный тростник	56	13 — 14	67—76	4032
Кассава	8,2	30	172 — 194	1592
Кукуруза	3,2	60	345 — 388	1172
Меласса тростниковая	2,4 — 4,0	50	258 — 291	878
Зерно (пшеница)	4,5 — 5,0		375	1700 — 1900
Картофель	25 — 40	17	85	2100 — 3400
Топинамбур	20,0 — 25,0	16 — 18	80	1600 — 2000
Сладкое сорго	25 — 30	20	80	1700 — 2000

Биодизельное топливо, рапсовое масло и транспорт

С 1991 г. началось индустриальное производство биодизельного топлива: если в 2000 г. объемы производства составляли 949 млн. л, то в 2003 — 1 768 млн. л. Биодизельное топливо вырабатывается из растительных (в основном, из сои, рапса, горчицы, масличной пальмы), животных масел и даже пищевых отходов (например растительного масла, отработанного предприятиями пищевой промышленности). Биодизельное топливо на 5% более экономично и на 5% более энергоемко, чем традиционное. Крупнейшим производителем биодизельного топлива ныне является Европа — в 2003 г. производство этого энергоносителя выросло на 43%, по сравнению с уровнем 2001 г. Оно может использоваться для заправки дизельных автомобилей как в чистом виде (в США для обозначения данного вида топлива обычно используется название В100). Многие

европейские автомобилестроители изначально предназначают свои модели именно под «чистое» биодизельное топливо. Наиболее популярным традиционным разбавленным дизельным топливом в США является смесь В20, которая состоит из 20% биодизельного топлива и 80% традиционного [13].

Потребление дизельного топлива в ЕС — 600 кг/чел./г. Население ЕС — 470 млн. чел. Итого — 282 млн. т/г.

При урожае рапса 30 ц/га для полной замены дизельного топлива на биодизельное топливо для ЕС площадь посевов под рапс должна составить 224 млн. га.

Таких площадей нет даже в России, но они имеются в ЕвразЕС.

Для добавления в дизельное топливо 5% рапсового масла необходимо засеять площади 11,2 млн. га.

АПК России расходует 4,8 млн. т дизельного топлива. При урожае семян рапса 10 ц/га для АПК необходимо засеять до 12 млн. га. При урожае семян рапса 30 ц/га — 4 млн. га

Себестоимость 1 л рапсового масла в Башкортостане в 2005 г. составила 3,5 руб.

Отходы лесопроизводства — источники эффективного топлива

Леса России — это 82 млрд. м³ = 41 млрд. т = 20 млрд. т у.т.

Северные леса России имеют площадь 8,5 млн. км², что составляет 49,8% территории страны и 22% площади всех мировых лесов. Они сохраняют более половины углерода на Земле. Бореальными лесами ежегодно накапливается 26% углерода.

Пеллетное топливо мало востребовано на внутреннем рынке, но пользуется большим спросом в других странах с суровыми зимами. Российский бизнес уже обратил внимание на возможность строительства новых заводов по производству пеллет — проекты в Архангельской, Калужской, Тверской и Ленинградской областях, в Красноярском крае и Карелии. Стоимость строительства такого завода колеблет-

ся от 2 млн. USD до 10 млн USD. При поставках на экспорт он окупается в течение двух лет.

Некоторые европейские страны, например Швеция, активно используют преимущества древесных гранул. В этой стране уже сейчас 80% теплоснабжения базируется на возобновляемых энергоресурсах. В целом к 2015 году ЕС планирует увеличить долю биотоплива до 12% против 4%.

В настоящее время в России лесозаготовителями вырубается до 130 млн. м³ стволовой древесины в год. Общие отходы составляют от 20 до 40%, или от 26 до 52 млн. м³ с энерго содержанием от 6,5 до 13 млн. т у.т.

Потенциальные возможности России по получению биотоплива из отходов лесопроизводства показана на рис. 17.

По нормам рубки уже в настоящее время можно ежегодно рубить до 550 млн. м³

стволовой древесины. Отходы могут составить 360 млн. м³ с энерго содержанием 90 млн. т у.т (рис. 18).



Рис. 17. Потенциальные возможности России по получению биотоплива из отходов лесопроизводства



Рис. 18. Отходы лесопроизводства и деревообработки и решение проблем биотоплива, биоэнергетики и энергоснабжения

Рациональное и грамотное использование древесины, включая отходы – это огромный энергетический потенциал. Особенно если в ближайшем будущем будут созданы экологически чистые технологии разделения лигнина и целлюлозы. Целлюлоза – прекраснейшее сырье для биотехнологической промышленности. Это и топливо, полимеры и др (рис. 19,20) [18].

России не угрожают начинающиеся кризисы в производстве биотоплива на Западе.

Создание российских технологий производства биотоплива не зависит от внутренних цен на нефть и газ.

Российские биотопливные технологии таковы, что они легко могут конкурировать с внутренними ценами на бензин, солярку и газ.

Россия обладает огромным потенциалом производства биотоплива как для насыщения внутреннего рынка, так и для экспорта, и может стать таким же крупным мировым экспортером и занимать такое же место, как она в настоящее время занимает при экспорте нефти и природного газа.

Основными экспортными товарами могут стать: пеллеты, син-газ, биоэтанол и биобутанол – при условии восстановления его



Рис. 19. Схема использования древесной целлюлозы в биотехнологии



Рис. 20 Общий вид электрической станции тепловой мощностью 600 кВт, работающей на растительной биомассе, г. Санкт-Петербург [17]

производства на Ефремовском Биохимическом комбинате (Тульская область) (табл. 11).

Задачи, стоящие перед российской биоэнергетикой

Агрпромышленный комплекс

Активнее внедрять биогазовые технологии для максимального замещения природного газа, традиционного моторного топлива и минеральных удобрений.

При производстве биоэтанола заменить зерно пшеницы и кукурузы на мелассу, крахмал картофеля, топинамбура и сладкого сорго.

Возобновить производство биобутанола.

Расширить посевы рапса и увеличить про-

Таблица 11
Потенциальные возможности экспорта биотоплива из России

Виды топлива	Объемы производства и экспорта, т, м ³ /г	Стоимость, EURO
Пеллеты, щепа	110 млн. т (420 млн. т)	6,7 млрд. (26 млрд.)
Син-газ	66 млн. т (165 млрд м ³)	16,5 млрд.
Биоводород	82,5 млрд. м ³	—
Биоэтанол	388 тыс. куб. м	81 млн.
Газохол (5%)	7,7 млн. куб. м	—

изводство растительного масла для замещения дизельного топлива.

Лесопромышленный комплекс

Провести реальную оценку допустимой ежегодной вырубке древесной биомассы для энергетики

Увеличить производство пеллет.

Создать внутренний рынок пеллет.

Создать промышленное производство бытовых топливных систем.

Разработать промышленную технологию мягкого экологически чистого разложения древесины на целлюлозу и лигнин.

Расширить производство стройматериалов и деревянного домостроения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Путин В.В. Россия может стать одним из главных поставщиков альтернативного биотоплива в мире, 18.10.2007. WWW.oilru.com
2. Панцхава Е.С., Пожарнов В.А. Перспективы использования биомассы в энергетике России и экспорте топлива // Энергетический форум. 2004
3. Панцхава Е.С., Пожарнов В.А. В перспективе Россия — крупнейший поставщик биотоплива на мировой рынок // Энергия. № 6. 2005
4. Панцхава Е.С., Пожарнов В.А. Перспективы использования биомассы в энергетике России и экспорте топлива // Малая энергетика. М.: ОАО «НИИЭС». №1 – 2. 2005
5. Панцхава Е.С. Мировой рынок биотоплива глазами России // Академия энергетики. №6. 2005
6. Биотопливо может вызвать падение цен на нефть в 2007г. WWW.mineral.ru; fuelalternative.com.ua. 12.12.2006. Gulf Times
7. Гурвич В. Хватит ли газа на всех? // Государственное управление ресурсами. 10.11.2007
8. Яблочкина Е. Устойчивое управление лесами – взгляд из Швеции. 03.11.2006/ WWW.Reversina.com
9. Газификация регионов России стала пятым национальным проектом (Тамбов), Новости России, ИА Regnu. pda.regnum.ru
10. Азотные удобрения — аммиачная селитра. 479-08. Азотные удобрения. WWW. agropromgroup. ru
11. Кулик Г.В. Трудные четыре шага вперед. agro.tomsk.ru
12. Панцхава Е.С. Биогазовые технологии — радикальное решение проблем экологии, энергетики и агрохимии // Теплоэнергетика. №11. 1994
13. Автомобили переходят на спирт и растительное масло. WWW.maslobaza.ru
14. Водород и биоэтанол – топливо будущего, Delt@expo, 25.04.2006. WWW.deltaexpo.ru
15. Сырье этанол 2 выход. WWW.biodieselholding.com
16. Биотехнология получения этилового спирта // Диссертатъоник. WWW.dissertational.narod.ru
17. Зысин и др. Вопросы энергетического использования биомассы отходов лесопроизводства // Теплоэнергетика №11. 1994
18. России невыгодно переходить на биотопливо. Top.rbc.ru
19. Букин В.Н., Быховский В.Я., Панцхава Е.С. Биохимические и микробиологические основы промышленного получения витамина В-12 методом термофильного метанового брожения // Сб. Витамин В-12 и его применение в животноводстве. М.: Наука. 1971

О СТАРТЕ МЕЖДУНАРОДНОГО ПРОЕКТА TACIS «ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ГЭС МАЛЫХ МОЩНОСТЕЙ В РОССИИ»

Вальтер Р., Виллемс П., Николаев В.Г., Санковский А.О.

Официальное открытие международного Проекта TACIS «Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и реконструкция ГЭС малых мощностей в России» (Комиссия Европейского Союза — Российская Федерация) состоялось 16 ноября 2007 г. в московском Представительстве ЕС.

В работе участвовали Хосе Гомез Гомез (Оперативный отдел Делегации Еврокомиссии), Пол Вандорен (заместитель Главы Представительства Европейской Комиссии в России), С.А. Михайлов (Глава Департамента электроэнергетической промышленности Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации), Патрик Виллемс (Руководитель Проекта).



Презентацию Проекта провел его руководитель от Европейской Комиссии Патрик Виллемс. Были детально изложены цели, задачи и основные этапы Проекта, бенефициары и заинтересованные стороны его реализации, ожидаемые результаты на федеральном и региональном уровне, календарные планы выполнения двухлетних работ по Проекту на федеральном и региональном уровнях.

Основаниями для проведения Проекта TACIS в России и одновременно факторами его практической значимости являются:

обладание Россией огромного (многократно превышающего современный уровень энергопотребления страны) потенциала нерезализованных в настоящее время возобновляемых энергоресурсов (водных, ветровых, солнечных, геотермальных);

малая доля (менее 1%) возобновляемых источников энергии в структуре энергетических мощностей России;

малая доля (около 0,5%) производства электроэнергии на базе ВИЭ от суммарного ее производства (без учета больших ГЭС, доля которых в генерации электроэнергии России составляет около 19%);

отсутствие в настоящее время в России достаточно масштабных долгосрочных федеральных и региональных программ и планов внедрения ВИЭ, соответствующих современным мировым и европейским тенденциям (например, курсу на увеличение доли ВИЭ в энергобалансе ЕС с 7% в 2008 г. до 20% к 2020 г.);

недостаточно эффективный российский уровень правовой и нормативной базы развития ВИЭ, несоответствующий сегодняшним европейским целевым установкам и требованиям;

отсутствие в настоящее время в Российской Федерации системы мер и механизмов экономической поддержки ВИЭ. В то же время в России, как и в большинстве стран ЕС, действуют меры такой поддержки традиционных технологий производства энергии на базе топливных и атомных электростанций. В ценах и тарифах в настоящее время не в полной мере учитываются все затраты на производство энергии, транспорт энергоносителей, необходимые экологические мероприятия;

наличие в современной России административных, информационных, кадрово-образовательных, психологических и прочих «барьеров», препятствующих широкомасштабному развитию ВИЭ.

Инициатором, гарантом и ответственным исполнителем данного Проекта от Российской Федерации является Министерство промышленности и энергетики РФ (Минпромэнерго).

С учетом задач, решаемых данным Проектом, в той или иной мере заинтересованными в эффективной его реализации сторонами на Федеральном уровне являются Правительство и Государственная Дума Российской Федерации, Министерство экономического развития и торговли РФ, Министерство финансов РФ, Министерство природных ресурсов РФ, Министерство регионального развития РФ, Министерство науки и образования РФ, ОАО РАО «ЕЭС России» и др.

Ответственными исполнителями и одновременно заинтересованными сторонами в результатах Проекта на региональном уровне являются администрации субъектов Российской Федерации, а также региональные агентства, энергетические компании и центры энергетической эффективности Краснодарского края, Астраханской и Нижегородской областей, выбранных в качестве базовых регионов для реализации Проекта.

Важнейшей целью Проекта является оказание информационной и аналитической (с учетом передового мирового и европейского опыта) поддержки федеральным и региональным органам власти РФ в развитии национальной законодательной и нормативно-регулирующей базы, а также системы эффективной поддержки развития и широкомасштабного внедрения возобновляемых источников энергии в выбранных базовых регионах и в России в целом.

Практически важными задачами начатого Проекта являются:

определение и научное энергетическое, экологическое и экономическое обоснование разумных и практически достижимых целевых показателей на национальном и региональном уровнях в области масштабного развития и использования ВИЭ в России;

формирование в трех выбранных субъектах РФ долгосрочных региональных Программ развития ВИЭ, которые станут интегрированной частью долгосрочной национальной Программы ВИЭ, направленных на достижение установленных целей;

формирование в базовых регионах рабочих календарных планов и рекомендаций по реализации разработанных Программ, включая предложения по созданию региональной нормативно-правовой основы реализации Программ по возобновляемой энергетике;

разработка технико-экономических обоснований предварительного характера (на уровне обоснования инвестиций) нескольких наиболее энергетически и экономически эффективных Проектов ВИЭ для каждого из трех регионов.

Разработка Проекта будет включать в себя исследования потенциального рынка возобновляемых источников энергии в базовых регионах и его оценку для Российской Федерации в целом, а также разработку рекомендаций по достижению целевых показателей по

производству электроэнергии в России на основе ВИЭ на национальном и региональном уровне.

Для реализации задач проекта в ходе работы над ним будет дан обзор современной организационной структуры и технического состояния российской энергетики и электроэнергетического рынка, проведен анализ исторических традиций и современного состояния в области возобновляемой энергетики в Российской Федерации.

В ходе работы также будет дан анализ системы государственной власти по управлению энергосбережением и энергоэффективностью в России, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Основными элементами данной системы в порядке иерархии подчиненности являются: Государственная Дума РФ, Правительство РФ, Органы законодательной власти субъектов РФ; уполномоченные федеральные и региональные органы управления, региональные топливно-энергетические комиссии.

Важным этапом является анализ административных, законодательных и экономических «барьеров» для использования ВИЭ на энергетическом рынке России, обуславливающих нынешнее ее отставание от передового мирового уровня в области использования ВИЭ и возможных путей преодоления этого отставания.

В ходе Проекта будет проведен комплексный и детальный анализ действующей и разрабатываемой в России законодательной и нормативно-технической базы в области электроэнергетики на федеральном и региональном уровнях, а также ее сравнение с законодательными принципами и механизмами, используемыми в мире и в странах ЕС в плане создания эффективной правовой основы на национальном уровне для развития ВИЭ.

Согласно Проекту, объектами исследования правовой базы, реализующей энергетическую политику РФ, в порядке главенствования являются: федеральные законы по энергетике и энергоэффективности (как правило, непрямого действия), утвержденные Правительством РФ Государственные и региональные Программы развития, содержащие долгосрочные целевые показатели, и соответствующие подзаконные акты и постанов-

ления Правительства РФ и региональных руководств во исполнение принятых законов и Программ.

Определяющими функционирование российской электроэнергетики являются следующие действующие в настоящее время Федеральные Законы:

«Об электроэнергетике» №35-ФЗ от 14.03.2003 г.;

«Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных ФЗ «Об электроэнергетике» от 26.03.2006 г.;

«Об энергосбережении» от 20.03.1996 г.;

соответствующие указанным Федеральным Законам и относящиеся к теме Проекта TACIS действующие и разрабатываемые нормативно-правовые постановления Правительства РФ.

Наибольшую важность для развития возобновляемой энергетики в России и в связи с этим особую актуальность для Проекта TACIS представляет Федеральный Закон «О поправках к федеральному закону «Об электроэнергетике» N 250 от 4 ноября 2007 г., закладывающий правовые основы широкомасштабного использования возобновляемых источников энергии в РФ. Рамочный характер этого закона подразумевает ускоренную в связи с реорганизацией РАО «ЕЭС России» разработку соответствующих ему нормативно-правовых постановлений Правительства Российской Федерации. С учетом необходимости гармонизации в той или иной степени российского законодательства с законодательством передовых стран мира и Европейского Союза в области возобновляемой энергетики, а также большого накопленного в мире опыта в этой отрасли энергетики, участие Европейской Комиссии в лице исполнителей настоящего Проекта TACIS в разработке нормативно-правовой базы, подкрепляющей Федеральный Закон от 4 ноября 2007 г., представляется естественным, своевременным и полезным.

Долгосрочная государственная энергетическая политика в области рационального использования топливных и энергетических ресурсов РФ и повышения эффективности государственного топливно-энергетического комплекса (ТЭК) изложены в Госу-

дарственных Программах: «Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях» (1992 г.), Комплексная Федеральная Программа «Топливо и энергия» (1993 г.), «Энергетическая стратегия России на период до 2010 г.» (1994 г.), «Экологически чистая энергетика» (1995 г.), «Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.» (2003 г.), содержащих разделы по развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Важнейшим этапом Проекта является изучение и оценка действующей в России системы образования тарифов на электроэнергию на федеральном и региональном уровне (в том числе на примере базовых субъектов Федерации) и разработки возможных рекомендаций по ее развитию с целью создания благоприятных для развития ВИЭ условий и законодательной и регулирующей основы, обеспечивающей объективный, прозрачный и недискриминационный доступ к ВИЭ компаний и индивидуальных пользователей.

Помимо предложений по усовершенствованию системы тарифообразования на энергетическом рынке России, планируется обобщить передовую мировую и европейскую практику создания систем экономической поддержки ВИЭ на национальном уровне и разработать соответствующие рекомендации по созданию такой системы для России.

Планируется также разработка предложений по привлечению инвестиций в возобновляемую энергетику в российском энергетическом секторе.

Будут также разработаны и даны предложения по системе мониторинга хода реализации федеральных и региональных Программ и Проектов ВИЭ.

В Проекте предусмотрен ряд центральных и региональных семинаров по обобщению и распространению передового опыта внедрения ВИЭ и обучению специалистов в этой области.

Успешное достижение целей и решение основных задач Проекта представляется возможным лишь в тесном сотрудничестве с партнерами по Проекту и заинтересованными сторонами.

Разработка предварительных технико-экономических обоснований на уровне инвестиций нескольких наиболее энергетически и экономически эффективных Проектов ВИЭ для

каждого из трех регионов будет проведена по единым и унифицированным современным отечественным методикам, максимально приближенным к передовым зарубежным методикам и максимально точно учитывающим местные региональные ресурсные, технологические и экономические условия.

В целом организаторы и исполнители настоящего Проекта ТАСИС весьма оптимистично оценивают перспективы развития и

широкомасштабного использования возобновляемых источников энергии в России и преисполнены желания ускорить процесс в данном направлении всеми имеющимися возможностями и средствами. В свете этого, работы и будущие результаты стартовавшего международного Проекта ТАСИС по возобновляемой энергетике представляются своевременными и полезными как для России, так и для европейского и мирового сообщества.

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

1-я Международная специализированная выставка (24 – 26 апреля 2008 г., Москва)

С 24 по 26 апреля 2008 года в Москве на территории Всероссийского выставочного центра прошла 1-я специализированная выставка «Альтернативная энергетика–2008»

Организаторы выставки: Министерство сельского хозяйства РФ; ОАО «ГАО Всероссийский выставочный центр». Российская академия сельскохозяйственных наук при поддержке Министерства промышленности и энергетики РФ, Федерального агентства лесного хозяйства Министерства природных ресурсов РФ, Федерального агентства по науке и инновациям РФ, Национальной биоэнергетической ассоциации, Научного Центра «Агроэкопрогноз».

В церемонии торжественного открытия выставки участвовали: директор Департамента научно-технологической политики и образования Министерства сельского хозяйства Российской Федерации Л.С.Орсики; заместитель председателя Комитета Государственной думы РФ по аграрным вопросам А.М. Сысоев; вице-президент Россельхозакадемии Ю.Ф. Лачуга; директор ООО «Агропромышленный комплекс ВВЦ» З.А. Баутина; директор научного центра «Агроэкопрогноз» А.Д. Максимов; президент Национальной биоэнергетической ассоциации А.Г. Шаповальянц; президент Германского Союза по возобновляемым источникам энергии Петер Шрум и другие официальные лица.

Экспозиция выставки, занявшая 2000 м² в современном специализированном павильоне «Электрификация», отразила актуальные направления в современном развитии альтернативной энергетике. В работе выс-

тавки приняло участие 132 компаний из 16 регионов России и 10 стран мира.



Новейшее оборудование и разработки в сфере ВИЭ представили лидеры отрасли из России, Германии, США, Дании, Швеции, Австрии, Венгрии, Латвии, Литвы, Украины и Белоруссии. Посетителям представилась уникальная возможность ознакомиться с предложениями таких известных компаний, как: Amandus Kahl GmbH & CO. KG (Германия), AS Komforts (Латвия), Frings (Австрия), Heizomat GmbH (Германия), Novozymes A/S (Дания), Riela Karl-Heinz Кноор е.К. (Германия), Tricorona AB (Швеция), Vyurbalt UAB (Литва), Грантех (Украина), Ковровский завод котельно-топочного и сушильного оборудования «Союз», «Мельинвест», «Национальная ассоциация

водородной энергетики», Федеральное агентство по науке и инновациям Российской Федерации, Федеральная гидрогенерирующая компания «ГидроОГК».

Министерство образования и науки РФ и Федеральное агентство по науке и инновациям организовали специализированную экспозицию «Водородные и альтернативные технологии для производства энергии». Огромный интерес посетителей вызвали представленные на стенде автомобили, работающие на водородном топливе.

С экспозицией выставки ознакомились более 3000 специалистов из 54 регионов России и 5 стран мира.

Центральным событием программы деловых мероприятий стал Форум «Альтернативная энергетика – 2008», включающий в себя конференцию «Состояние и перспективы развития альтернативной энергетики», тематические семинары («Альтернативные моторные топлива», «Переработка отходов в топливные гранулы, брикеты и биогаз. установки и оборудование на биогазе и твердом топливе») и круглый стол («Перспективы развития малой энергетики в России», «Инновационные технологии производства сырья для биотоплива»). Общее количество участников этих мероприятий превысило 400 человек.

На сессии «Развитие возобновляемых источников энергии» с докладами выступили:

С.А. Михайлов — директор Департамента Государственной энергетической политики Министерства промышленности и энергетики РФ (*Место возобновляемых источников энергии в энергетической стратегии развития топливно-энергетического комплекса России*);

В.В. Прозоровский — заместитель председателя Комитета по природным ресурсам, природопользованию и экологии Государственной Думы РФ (Нормативно-законодательные регламенты, регулирующие вопросы использования возобновляемых источников энергии в России);

Н.Т. Сорокин — заместитель директора Департамента научно-технологической политики и образования Министерства сельского хозяйства РФ (Проблемы и перспективы развития биоэнергетики в системе АПК России);

В.А. Зубакин — заместитель Председателя Правления Федеральной гидрогенериру-

ющей компании «Гидр ОГК» (Перспективы развития малой энергетики в России);

Л.В. Орлова — президент Национального фонда Развития Сберегающего земледелия (Повышение эффективности производства высокоэнергетических культур через технологии сберегающего земледелия);

В.А. Кондратюк — генеральный директор ФГУП «ГНЦ ЛПК» (Использование древесного топлива в качестве альтернативного источника теплоэнергетики);

Петер Шрум — Президент Германского Союза по возобновляемым источникам энергии (Применение биотоплива и метана в Германии и Европе);



Большой интерес участников вызвали доклады представителей финансовых институтов, где были рассмотрены вопросы по возможностям финансирования проектов по ВИЭ.

С успехом прошли семинары «Альтернативные моторные топлива» и «Переработка отходов в топливные гранулы, брикеты и биогаз. Установки и оборудование на биогазе и твердом топливе»



В работе круглого стола «Перспективы развития малой энергетики в России» с презентациями выступили представители ведущих российских компаний: **П.А. Понкратьев** (директор департамента возобновляемых источников энергии Федеральной гидрогенирирующей компании «ГидроОГК»), **Д.С. Стребков** (директор ВИЭСХ, представитель Российской секции Международного общества по солнечной энергии), **В.Г. Николаев** (генеральный директор ОАО НИЦ «Атмос-

раф»), **А.В. Железнов** (генеральный директор фонда «Новая Энергия»), **Г.В. Томаров** (генеральный директор ЗАО «Геоинком»).

«Альтернативная энергетика – 2008» вызвала огромный интерес у самого широкого круга участников. Российский рынок обладает колоссальным потенциалом в области развития альтернативных видов энергетике.

В апреле 2009 года состоится 2 Международная специализированная выставка «Альтернативная энергетика – 2009».

МАЛАЯ ЭНЕРГЕТИКА – 2008

Международная научно-практическая конференция (21 – 22 мая 2008 г., г. Москва)

21 – 22 мая 2008 года в Центре международной торговли, в Москве, состоялась международная научно-практическая конференция «Малая энергетика 2008» при поддержке Комитета Государственной Думы Федерального Собрания Российской Федерации по энергетике. Организаторами конференции выступили: ОАО «Малая энергетика», ОАО «Энергетическая Русская Компания», ЗАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ЗАО «МЭТР», Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, Концерн «Росэнергоатом», АНО «Национальный институт энергетической безопасности».

Конференция была посвящена роли и месту малой энергетики в энергетической стратегии России в оптимизации использования местных сырьевых ресурсов для энергоснабжения промышленных предприятий регионов, коммунальной энергетики, малого и среднего бизнеса, проблемам формирования инвестиционного рынка для малой энергетики.

Конференция открылась тематическими секциями:

«Энергетические проекты и установки в малой энергетике»;

«Проекты и установки в атомной энергетике»;

«Проблемы рынка малой энергетики».

В рамках секций с докладами выступили:

Редько И.Я. (НПП «Малая энергетика») *Гибридные ветродизельные энергокомплексы;*

Кривицкий И.С. (ФГУП «Атомэнергопроект»); **Кривицкий С.И.** (ФГУП «ЦНИИАТОМИНФОРМ») *Использование атомной энер-*



гетики в региональной энергетике России;

Егоров Ю.Н. (Ассоциация автономной энергетики и углерода) *Использование процедур Киотского протокола для финансирования проектов муниципальной энергетики;*

Сидоренко М.О. (ОАО «Малая энергетика») *Мониторинг реализованных инвестиционных проектов ОАО «Малая энергетика» в Карелии;*

Ширварли А.И. (ОАО «ЭККЕР») *Опыт модернизации коммунального теплового хозяйства на примере Торопецкого района Тверской области;*

Нехаев С.А. (Компания «ВЕБ-План Групп») *Особенности проектного финансирования в России.*



На второй день конференции было проведено пленарное заседание под председательством **Липатова Ю.А.** (Комитет по энергетике Госдумы РФ). С пленарными докладами выступили:

В.Б. Иванов (Международная рабочая группа по производству оборудования для нетрадиционной энергетики) *Топливные перспективы: упорядочение альтернатив;*

В.М. Кравченко (Минпромэнерго РФ) *«Перспективы развития малой энергетики при условии государственной поддержки»;*

Иванов С.Н. (ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС») *Проблемы финансирования объектов малой энергетики;*

П.П. Безруких (Институт энергетической стратегии) *Возобновляемые источники энергии и надёжность энергообеспечения;*

В.М. Тарасюк (Комитет по вопросам местного самоуправления, Госдума РФ) *О роли малой энергетики в реформировании ЖКХ России;*

А.М. Иноземцев (ОАО «Малая энергетика») *Практический опыт управления инвестиционными проектами в малой энергетике;*

М.А. Сутягинский (Комитет по экономической политике и предпринимательству Госдумы РФ) *О законодательном обеспечении и нормативно-правовой поддержке создания агропроизводственных биохимических комплексов.*

В завершении конференции, был проведен Круглый стол на тему «Проблемы рынка, инвестиций и собственности в малой энергетике и законодательного обеспечения её развития». Председатель — Иванов В.Б. (Международная рабочая группа по производству оборудования для нетрадиционной энергетики), при участии советника Губернатора Чукотки по энергообеспечению **Л.М. Штильмана**, заместителя председателя Комитета Госдумы РФ по вопросам местного самоуправления **В.М. Тарасюка**, заместителя предсе-



дателя Правительства Астраханской области **Н.Н. Королева**, директора по работе с органами государственной власти ОАО «Полюс Золото» **С.М. Карabutова**

Конференция «Малая энергетика – 2008», была не менее представительной, чем предшествующие. В этом году особое внимание уделялось проблемам развития малой энергетики на основе биотоплива.

В 2001 году был проведён научно-практический семинар «Малая энергетика. Итоги и перспективы». В связи с профессиональным интересом специалистов к проблемам, обсуждаемым на семинаре, было принято решение проводить данное мероприятие ежегодно, исключением стал лишь 2007 г. В этом году конференция возобновилась, объединив вокруг себя не менее 200 представителей компаний, занимающихся разработкой, производством и поставкой оборудования для малой энергетики, организаций, заинтересованных в использовании энергоисточников малой мощности, научных организаций, деятельность которых связана с малой энергетикой, представителей властных и законодательных структур, руководителей территориально-административных образований. Со слов участников, в конференции их привлекает возможность в неформальной обстановке пообщаться с коллегами, обсудить наиболее важные новости в сфере малой энергетики, поделиться своими успехами, обсудить проблемы, заключить выгодные контракты.

По итогам конференции был выпущен официальный сборник трудов, который даёт возможность участникам, представляющим на конференции доклады, более широко заявить о себе и своей компании.



14.05.08 № 1-72/268

На № _____ от _____

Уважаемые коллеги!

По поручению федеральных органов исполнительной власти в рамках подготовки Российской программы развития возобновляемых источников энергии Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике при поддержке Совета Федерации РФ, Государственной Думы РФ, государственных органов исполнительной власти, ОАО «ГидроОГК» проводится работа по подготовке нормативно-правовых актов и выработке механизмов поддержки развития возобновляемых источников энергии в Российской Федерации.

Для оценки реального состояния и перспектив развития возобновляемой энергетики в России, а также для уточнения интересов профессионального сообщества в части создания и использования стимулов, инструментов и инфраструктуры для ускоренного развития возобновляемых источников энергии в 2008 году организуется серия семинаров по отдельным видам возобновляемой энергетики, в том числе:

- 27 мая – ветроэнергетика;
- 26 июня – малая гидроэнергетика;
- 11 сентября – биоэнергетика;
- 18 сентября – геотермальная энергетика;
- 25 сентября – солнечная энергетика.

В рамках семинаров будут организованы круглые столы с участием специалистов – практиков, представителей органов власти, экологов, бизнес-сообщества.

По результатам этих семинаров будет проведена итоговая конференция по развитию возобновляемой энергетики в России (дата проведения 9 октября 2008г.).

Первый семинар – по ветроэнергетике – состоится 27 мая 2008 г. в Президент – отеле, конференц-зал «Синяя гостиная». Начало в 10.00.

Участие в семинарах бесплатное.

Работа по организации семинаров и конференции поручена Центру энергоэффективности ЕЭС, тел/факс (495) 964-01-64, эл.адрес: Ld_orit@cef-ees.ru, Makarova_I@cef-ees.ru.

Приглашаем Вас принять участие в работе семинаров и конференции.

Генеральный директор

 И.С. Кожуховский

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Семинар (27 мая 2008 г., г. Москва)

27 мая 2008 г. В Москве в Президент-отеле состоялся семинар «Состояние и перспективы развития ветроэнергетики в России».

Семинар организован Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике (АПБЭ) при содействии Центра энергоэффективности ЕЭС.

С приветственным словом к участникам семинара обратился Генеральный директор АПБЭ И.С. Кожуховский.



С докладами выступили:

И.С. Кожуховский (АПБЭ) Основные направления развития ВИЭ;

П.А.Панкратьев (ОАО «ГидроОГК») Изменения, внесенные в Федеральный закон «Об электронике» №35-ФЗ в части поддержки развития ВИЭ. О ходе разработки нормативно-правовых актов, нацеленных на поддержку развития ВИЭ.);

А.В.Кулаков (ОАО «ГидроОГК») Опыт подготовки и реализации проектов по ветроэнергетике;

П.П. Безруких (Институт энергетической стратегии) Состояние развития ветроэнергетики в России. Инфраструктура, отечественная производственная база.

В.Г.Николаев (НИЦ «Атмограф») Перспективы и возможные масштабы ветроэнергетического рынка России.

М.И. Сапаров (ОАО «ЭНИН») Международный проект РПР ВИЭ.

В рамках семинара был организован круглый стол. Ведущий-модератор Круглого стола — начальник отдела экологии АПБЭ Ольга Новоселова.

В ходе семинара были обсуждены следующие темы:

основные направления развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России;

ход разработки нормативно-правовых актов, направленных на поддержку развития ВИЭ в Российской Федерации;

перспективы и возможные масштабы ветроэнергетического рынка России;

опыт подготовки и реализации проектов по ветроэнергетике в России.

В дискуссии приняли участие представители ведущих научных и производственных организаций России, проводящих исследования и разработки в сфере развития ветроэнергетики в Российской Федерации — Волосов Д.Р. (ЗАО СКБ «АТИК»), Елистратов В.В. (С-Пб Государственный политехнический университет), Шеин В.Я. (ОАО «ГидроОГК»), Редько И.Я. (ОАО «НИИЭС», Ермоленко Г.В. (ООО «Грета Энерджи РУ»), Брызгунов И.М. (НПО «Электросфера», Нырковский В.И. (ГосМКБ «Радуга»), Грибков С.В. (ООО ГЛЭС-Индастри)

Подробнее с материалами семинара можно познакомиться на сайте <http://e-apbe.ru/>

РОССИЯ И КИОТСКИЙ ПРОТОКОЛ

Международная конференция (4 – 5 июня 2008 г., Москва)

4 – 5 июня 2008 года в Международном информационно-выставочном центре «ИнфоПространство», в Москве, прошла третья ежегодная конференция «Россия и Киотский протокол» — крупнейшая на российском углеродном рынке, организованная Комитетом Совета Федерации по природным ресурсам и охране окружающей среды совместно с Комитетом Совета Федерации по делам Федерации и региональной политике при участии Национальной организации поддержки проектов поглощения углерода.



Основное внимание на конференции уделялось вопросам совершенствования нормативной правовой базы в области реализации Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН (РКИК ООН) об изменении климата; заключения контрактов на проекты совместного осуществления и передачу углеродных единиц; осуществления проектов по повышению энергоэффективности в Российской Федерации.

Среди обсуждаемых тем были: политика России и посткиотский период, рынок Проектов в России в контексте РКИК ООН, рынок совместного осуществления (СО) в России, опыт других стран, принимающих проекты СО и многое другое. Так же были проведены специальные семинары, посвященные Проектам СО, неуглеродным проектам, проектам по повышению энергоэффективности, возобновляемым источникам энергии.

В работе конференции приняло участие более 300 делегатов из 20 стран. Среди участников конференции присутствовали представители Российских федеральных органов власти, региональных органов исполнительной власти, Правительства Москвы, Министерства

природных ресурсов и экологии РФ, Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, промышленных предприятий, разработчики и владельцы проектов, общественных, международных и организаций, заинтересованных в участии в международном углеродном рынке.

Открыл конференцию Председатель Совета Федерации **С.М. Миронов**.

Сергей Миронов поздравил всех с наступающим Всемирным днем окружающей среды и российским профессиональным праздником — Днем эколога, который в этом году будет впервые официально отмечаться 5 июня.

Спикер Совета Федерации отметил, что Россия последовательно выступает за консолидацию усилий всех стран — участников международного климатического процесса и именно решение России о ратификации Киотского протокола позволило этому документу вступить в силу. Однако есть направления, работу по которым надо существенно улучшить. «Это касается выстраивания государственной системы оценки и регистрации парниковых газов. Она поможет доказательно обосновать позицию России по объемам национальной квоты, учесть роль страны как международного донора». Еще один приоритет — создание условий для привлечения целевых экологических инвестиций. И, наконец, должна быть учтена роль российских лесов как «легких планеты».

«И Киотский протокол и посткиотское соглашение я считаю обязательными и необходимыми. Но если в посткиотский процесс не включатся Китай, США и Индия, то это будет не только несправедливым и неправильным, но и неэффективным», — отметил Сергей Миронов.

Глава Совета Федерации считает необходимым создать всемирную систему мониторинга и прогнозирования климатических изменений. Это позволит упреждать опасные явления, проверять гипотезы, доказательно обосновывать предлагаемые меры.

Другим аспектом проблемы, по словам Сергея Миронова, является крупные техногенные и природные катастрофы, угрожа-

ющие негативными климатическими последствиями. Они выдвигают на повестку дня вопрос о создании международной службы спасения, а также системы глобальных резервов.

В своем выступлении Сергей Миронов обратил внимание и существенную роль энергетической отрасли. «Основной проблемой здесь остается низкий уровень энергоэффективности. Устранение этого недостатка — часть работы по реализации Киотского протокола», — сказал он.

По мнению Сергея Миронова, решению проблемы нехватки ресурсов может способствовать развитие альтернативной энергетики.

«Мы должны в полной мере подключить потенциал гражданского общества к реализации Киотского протокола. Государствам нужен надежный партнер, который бы постоянно напоминал: природа — это не бездонная кладовая ресурсов и не объект для опытов, а самый сложный живой организм», — сказал Сергей Миронов, завершая выступление.

Рассмотрев актуальные вопросы реализации Киотского протокола в Российской Федерации, обсудив возможные «барьеры» и перспективы для дальнейшего развития углеродного рынка в России, и обменявшись успешным опытом по реализации бизнес-проектов, направленных на снижение выбросов парниковых газов в России и других странах, участники конференции отмечают следующее:

Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата, ратифицированный Российской Федерацией в 2004 году, накладывает конкретные количественные обязательства на развитие страны и страны с переходной экономикой, в т.ч. и Россию, по сокращению или ограничению национальных объемов антропогенных выбросов парниковых газов в первый период его действия (2008 – 2012 гг.) по сравнению с уровнем базового 1990 г.

Более 70% выбросов парниковых газов в Российской Федерации приходится на энергетический сектор, поэтому России необходимо в первую очередь предпринимать меры по повышению эффективности использования энергии, стимулированию разработки и распространения экологически более чистых и возобновляемых источников энергии,

а также инновационных низкоуглеродных технологий, способствующих снижению антропогенной нагрузки на климат. Повышение энергоэффективности является одним из наиболее экономически выгодных способов снижения выбросов парниковых газов для России. Киотский протокол создает дополнительный стимул для России — повышать энергоэффективность национальной экономики и поощрять внедрение новых энергоэффективных технологий в производственные процессы.

В целях реализации комплексного подхода к решению проблемы изменения климата в России с учетом положений РКИК ООН и Киотского протокола, участники международной конференции приняли рекомендации, в их числе:

1. Правительству Российской Федерации:

1.1. Конкретизировать функции заинтересованных федеральных органов исполнительной власти по реализации РКИК ООН и Киотского протокола.

1.2. Доработать и утвердить решением Правительства Российской Федерации Комплексный план действий по реализации РКИК ООН и Киотского протокола в Российской Федерации.

1.3. Рассмотреть вопрос об увеличении ассигнований на охрану лесов от пожаров при формировании федерального бюджета на последующие годы.

2. Органам государственной власти субъектов Российской Федерации:

2.1. Проводить целенаправленную систематическую работу с заинтересованными федеральными органами исполнительной власти по вопросам реализации положений РКИК ООН.

2.2. Проводить мониторинг потенциальных проектов совместного осуществления в регионе и оказать содействие региональному бизнесу в их осуществлении.

3. Представителям деловых кругов:

3.1. Активизировать работу по оценке потенциала участия в механизмах Киотского протокола и разработке конкретных проектов СО.

3.2. Предпринимать меры, направленные на снижение выбросов парниковых газов, в т.ч. через повышение энергоэффективности, энергосбережение, снижение производственных утечек парниковых газов, утилизацию отходов.

4. Общественным организациям:

4.1. Оказывать содействие всем заинтересованным сторонам, включая представителей правительственных, деловых кругов и широкую общественность в решении вопросов реализации РКИК ООН и Киотского протокола.

4.2. Содействовать обмену передовым опытом и знаниями в области решения проблемы изменения климата и реализации РКИК ООН и Киотского протокола.

4.3. Проводить регулярную работу по просвещению населения по проблеме изменения климата и возможным мерам по адаптации и смягчению последствий. Решение вопросов сохранения природных систем, поддержания их целостности, жизне-

обеспечивающих функций для устойчивого развития общества относится к числу первостепенных задач государственной политики в области экологии. Киотский протокол — первое международное соглашение, в котором использован рыночный механизм как подход к решению глобальных экологических проблем.

Международная конференция «Россия и Киотский протокол» стала ведущим дискуссионным форумом для обсуждения ключевых проблем развития углеродного рынка, предоставила уникальную возможность российскому бизнесу в получении самой свежей информации о статусе и тенденциях развития международного углеродного рынка.

Уважаемые читатели!

Вы можете оформить подписку на второе полугодие 2008 г. и первое полугодие 2009 г. на журнал «Малая энергетика» следующим образом:

1. Через агентство «Роспечать». Подписной индекс:
по общему каталогу — 88737
по научно-техническому каталогу — 58475
2. Через редакцию журнала «Малая энергетика», заполнив заявку с указанием почтового адреса, кодов ОКПО и ОКОНХ (для оформления счета-фактуры), количества экземпляров и формы получения.

Подписка оформляется:

- на полугодие (2 номера журнала),

Стоимость журнала — 800 руб. (не включая доставку).

Форма оплаты подписки:

- по безналичному расчету на счет ОАО «НИИЭС»

Форма получения журнала:

- в редакции
- почтовая рассылка

Заявки на подписку принимаются по адресу:

125362, Москва, а/я 393, Строительный проезд, 7а.

e-mail: melihova@niies.ru;

Телефон для справок: (495) 497-21-51

Факс: (495) 363-56-51

ИГОРЮ ВЛАДИМИРОВИЧУ СЕМЕНОВУ – 70



2 августа 2008 г. исполняется 70 лет заместителю главного редактора журнала «Малая энергетика» Игорю Владимировичу Семенову.

Игорь Владимирович Семенов — известный ученый, лауреат премии Совета министров СССР, заместитель исполнительного директора и научный руководитель Научно-исследовательского института энергетических сооружений.

И.В. Семенов является признанным специалистом в области динамики и сейсмостойкости гидротехнических сооружений. Он активно участвует в разработке современных методов расчета безопасности гидротехнических сооружений, информационно-диагностических систем контроля их состояния и определения критериев безопасности.

И.В. Семенов автор более 100 опубликованных научных трудов, многих авторских свидетельств и патентов. Он является членом-корреспондентом Академии водохозяйственных наук, членом научно-технического совета РАО «ЕЭС».

Большой вклад И.В. Семенова в отечественную гидроэнергетику был отмечен многими правительственными и отраслевыми наградами и высокими почетными званиями

В общении с коллегами И.В. Семенова отличает интеллигентность, доброжелательность, корректность, высокая принципиальность. Он никогда не остается равнодушным к проблемам творческой молодежи, стараясь помочь им выбрать правильный профессиональный путь.

Редакционный совет журнала «Малая энергетика» желает Игорю Владимировичу покорения новых заветных рубежей, творческих побед и ярких неизведанных впечатлений, крепкого здоровья и семейного благополучия!

**Примерный перечень российских выставок, конференций
(конец 2008 г.)**

Альтернативная энергетика — 2008 Специализированная экспозиция	г. Львов	02.09.2008 – 05.09.2008
Электроника и энергетика – 2008 8-я Международная выставка энергетического и электротехнического оборудования, энергосберегающих технологий	г. Одесса	03.09.2008 – 05.09.2008
Энергосбережение: Технологии. Приборы. Оборудование — 2008 11-я Выставка технологий и оборудования для энергетики, электротехники, энергосберегающих технологий	г. Иркутск	23.09.2008 – 26.09.2008
Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро. (Energy Expo) – 2008 13-я Международная специализированная выставка	г. Минск	14.10.2008 – 17.10.2008
Энергетика. Электротехника. Энергосбережение – 2008 11-я Международная выставка технологий и оборудования для производства, распределения и сбережения энергии, электротехнической продукции, оборудования	г. Пермь	23.09.2008 – 26.09.2008
Энергетика Урала – 2008 14-я Международная специализированная выставка	г. Уфа	21.10.2008 – 24.10.2008
Альтернативные источники энергии для больших городов – 2008 Специализированная конференция	г. Москва	23.10.2008 – 24.10.2008
Энергосбережение – 2008 11-я Специализированная выставка-конгресс	г. Томск	12.11.2008 – 14.11.2008
Энергетика — 2008 Выставка электро-, тепло-, гидро-, атомной энергетики, энергетического машиностроения, альтернативные источники электроэнергии.	г. Красноярск	18.11.2008 – 21.11.2008
Энергетика. Ресурсосбережение – 2008 10-я Международная специализированная выставка	г. Казань	02.12.2008 – 04.12.2008
Энергосбережение и энергоэффективные технологии – 2008 6-я Специализированная выставка энергосберегающих технологий, нетрадиционных источников энергии, оборудования	г. Волгоград	09.12.2008 – 11.12.2008
Энергетика Карелии – 2008 9-я Международная выставка	г. Петрозаводск	10.12.2008 – 12.12.2008

Примерный перечень зарубежных выставок, конференций

(конец 2008 г.)

ELENEX AFRICA 2008 18-я африканская выставка по энергетике, электротехнике и освещению	Йоханнесбург ЮАР	08.09.2008 – 12.09.2009
Топливо-энергетический комплекс Украины: настоящее и будущее – 2008 6-й Международный форум	Киев Украина	24.09.2008 – 26.09.2008
Энергетика в промышленности Украины – 2008 Международная специализированная выставка	Киев, Украина	24.09.2008 – 26.09.2008
PowerEXPO 2008. 6-я Международная энергетическая выставка и конференция	Сарагоса Испания	24.09.2008 – 26.09.2008
POWER INDIA 2008 Индийская выставка энергетической промышленности	Мумбаи Индия	16.10.2008 – 18.10.2008
QWETEX 2008 3-я Катарская выставка по электроэнергетике и водным технологиям	Доха Катар	27.10.2008 – 29.10.2008
IAHR Symposium 2008 Симпозиум по гидравлическим системам Международной ассоциации по гидравлическим исследованиям МАГИ	Фосс-де-Игуасу Бразилия	27.10.2008 – 30.10.2008
Выставка ENERGIA 2008	Тампере Финляндия	28.10.2008 – 30.10.2008
Power Kazakhstan 2008 7-я Казахская Международная Выставка Конференция «Энергетика и Освещение»	Алматы, Казахстан	29.10.2008 – 31.10.2008
7-я Международная выставка генерации, распределения и сохранения энергии, альтернативных источников энергии	Киев, Украина	04.11. 2008 – 06.11.2008
EP / Electrical China 2008 12-я международная выставка Конференция электроэнергетического оборудования и технологий	Пекин, Китай	12.11.2008 – 14.11.2008

НПЦ малой энергетики ОАО «НИИЭС» оказывает высокопрофессиональные услуги при проектировании и строительстве объектов ветроэнергетики малой, средней и большой мощности, а также многофункциональных энерготехнологических комплексов (МЭК) на базе ветровых и дизельных установок



НПЦ малой энергетики выполняет:

Консультационные услуги,
Обоснование выбора площадок для размещения объектов ветроэнергетики,
Определение ветропотенциала,
Обоснование инвестиций в проекты строительства,
Проектирование,
Согласования,
Управление проектами,
Надзор над строительством,
Выполнение проектов «под ключ».

Опыт НПЦ малой энергетики включает в себя:

координацию «Программы развития ветроэнергетики ОАО РАО «ЕЭС России» (первый этап – 2003 – 2005 гг.)»;

выбор площадок строительства ветропарков и согласование строительства с уполномоченными организациями;

разработка ТЭО строительства ветропарка 50 МВт морского базирования в Калининградской области;

выполнение мониторинга ветра и оценки ветропотенциала на перспективных площадках строительства ВЭС;

обоснование выбора площадки строительства ВЭС в пос. Тикси (Якутия) и сопровождение строительства;

разработка предложений по перспективным площадкам размещения ВЭС на территории РФ;

разработка стандартов для безопасности, надежности и качества работ при монтаже ВЭУ, ВЭС, МЭК сетевого и автономного назначения;

разработка инвестиционных предложений и бизнес-планов строительства ВЭС и МЭК;

отработка новых технических решений, создание опытных образцов ветроэнергетических установок и МЭК различных типов.

Наши координаты:

125362, г. Москва, Строительный проезд, д. 7А

Тел.: +7 (495) 497 67 21, +7 (495) 493 61 92, +7 926 89 88 110

Факс: +7 (495) 497 40 00

www.niies.ru

badelin@niies.ru



Вышло в свет 2-е переработанное и дополненное издание книги **«Биоэнергетика: мировой опыт и прогнозы развития»**.

В книге подробно рассмотрены особенности, проблемы и перспективы использования основных видов биотоплива (биотанола, биодизеля, биогаза и твердого биотоплива), сырьевая база (новые перспективные виды растений; технологии производства и оборудование; показатели и стандарты качества), экономическая оценка производства биотоплива, анализ развития и опыт применения в мире и региональные аспекты развития в России.

Подробно освещены вопросы законодательной и нормативно-правовой базы биоэнергетики в различных странах мира, влияние биотоплива на окружающую среду с анализом различных точек зрения на эту проблему, а также вопросы развития биоэнергетики в свете проблем продовольственной безопасности и развития мировой экономики. Проанализирован ход реализации предложений по развитию биоэнергетики в России.

Книга издана в полноцветном исполнении. По сравнению с первым изданием ее объем увеличен в два раза. Более подробно изложены вопросы по технологиям производства и оборудования для каждого из видов биотоплива, дан анализ внутреннего и внешнего рынков, включены новые главы.

Стоимость книги на бумажном носителе 460 рублей, в электронном виде 420 рублей.

Заказы можно направлять по адресу:

141261, Московская обл., Пушкинский р-н, пос. Правдинский, ул. Лесная, 60, ФГНУ «Росинформагротех»; по телефонам (8-495) 993-42-92, 994-44-04, 993-55-83; факсам: (496) 531-64-90, 531-17-58, 531-74-55; (495) 993-42-92.

E-mail: fgnu@rosinformagrotech.ru, inform-iko@mail.ru, nicgtn@mail.ru
www.rosinformagrotech.ru