

# М а л а я Э н е р г е т и к а

№ 1 – 2  
2013

**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.*  
Графический редактор — *Лукьянов В.И.*  
Технический секретарь — *Багрецова О.Н.*  
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.,  
Соболев Ю.С., Усачев И.Н.*

**Компьютерная верстка и дизайн:**

*Мелихова А.Г.*

**Адрес редакции:**

125362, г. Москва,  
Строительный пр-д, д. 7а.  
Тел: (499) 497 21 51, (499) 493 51 32.  
Факс: (499) 363 56 51  
E-mail: melihova@niies.ru

Подписано в печать 28.12. 2011 г.  
Формат 60x90 1/8  
Бумага мелованная 110. Печать  
офсетная.  
Объем 15,5 печ. л. Тираж 500 экз.

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

<b>Безруких П.П.</b> О роли ВИЭ в устойчивом развитии и энерго-эффективности	3
<b>Стребков Д.С.</b> Инновационные технологии для возобновляемой энергетики	10
<b>Асарин А.Е.</b> Потенциал малых ГЭС стран СНГ. Оценки и реальность	16
<b>Николаев В.Г., Ганага С.В.</b> Об эффективности использования возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии в базовом и полупиковом режиме	20
<b>Безруких П.П., Грибков С.В., Николаев В.Г., Ганага С.В.</b> К разработке концепции развития ветроэнергетики в России	26
<b>Ганага С.В., Николаев В.В.</b> О необходимости обновления атласа ветров России	33
<b>Бобров А.В., Кирко В.И., Тремясов В.А., Черепанов А.В.,</b> Оценка возможностей современной ветроэнергетики на территории Таймырского Долгано-Ненецкого и Эвенкийского муниципальных районов Красноярского края	39
<b>Денисов Р.С.</b> Особенности проектирования и строительства ВЭС в Калининградской области	42
<b>Адамовичус В.Б., Николаев В.Г., Харченко В.В.</b> Ветроэнергетические ресурсы Республики Литва	48
<b>Грибков С.В., Перегудов В.Н.</b> Оптимизация параметров вертикально-осевой турбины с плоско-параллельными лопатками	53
<b>Тихонова Е.Л.</b> К вопросу о коэффициенте использования энергии ветра	59
<b>Ершина А.К., Манатбаев Р.К.</b> Организация естественной вентиляции внутри работающего аппарата Дарье	63
<b>Мозговой А.И.</b> Парусные, карусельные ветродвигатели с автоматическим управлением	66
<b>Амузаде А.С., Сизганова Е.Ю., Петухов Р.А., Пилюгин Г.А.</b> Моделирование автономной системы электроснабжения на основе торцевого синхронного генератора для оценки параметров качества электрической энергии	74
<b>Кабаков В.И.</b> Методы стабилизации производительности солнечных установок во времени	80
<b>Кабаков В.И.</b> Типы аккумуляторов тепла и их роль в современных солнечных энергоустановках	85
<b>Карабанов С.М.</b> Итоги развития фотоэлектричества	91
<b>Томаров Г.В.</b> Основные итоги и перспективы развития российской геотермальной энергетики	94
<b>Бадавов Г.Б.</b> Достижения и перспективы развития геотермального производства в Республике Дагестан	98

На первой стр. обложки — Мутновская ГеоЭС

**Содержание**

<b>Касаткин Г.П.</b> Основные итоги работы и дальнейшие перспективы по созданию объектов ВИЭ в Республике Бурятия	<b>102</b>
<b>Федянин В.Я.</b> Возможности использования возобновляемых источников энергии для повышения эффективности систем теплоснабжения в условиях юга Западной Сибири	<b>107</b>
<b>Закиров Д.Г.</b> Проблемы использования возобновляемых и вторичных источников энергии в Пермской области и пути решения	<b>112</b>
<b>Нефедова Л.В.</b> Электроэнергетика Эфиопии — обширный рынок внедрения технологий возобновляемой энергетики	<b>116</b>
<b>Конференции, семинары, выставки</b>	<b>123</b>

О РОЛИ ВИЭ В УСТОЙЧИВОМ РАЗВИТИИ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

*Безруких П.П., д. т. н., председатель комитета ВИЭ РосСНПО*

**О проблеме энергоэффективности**

Правовая основа постановки задач энергоэффективности и возобновляемой энергетики — существенных элементов устойчивого развития — включает в себя:

Указ Президента Российской Федерации от 04 июня 2008 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики».

Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные подзаконные акты Российской Федерации».

Федеральный закон Российской Федерации от 04.11.2007 г. №250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой Энергетической Системы России», по которому были внесены изменения, касающиеся возобновляемой энергетики в Федеральный Закон РФ от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ «Об электроэнергетике».

Основные задачи, поставленные в указанных выше правовых документах, таковы:

«Снизить к 2020 г. удельную энергоёмкость Внутреннего валового продукта (ВВП) РФ не ниже, чем на 40% по сравнению с 2007 г.» (Указ Президента РФ).

«Разработать и утвердить к 1 августа 2010 г. региональные и муниципальные программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» (ФЗ №261-ФЗ).

«Разработать комплекс нормативных актов по развитию возобновляемой энергетики, в том числе основные направления государственной политики по использованию возобновляемых источников энергии при производстве электрической энергии, об установлении специальных тарифов на электроэнергию, производственную с использованием ВИЭ, а также правила присоединения электрических станций на базе ВИЭ к электрическим сетям общего пользования» (ФЗ №35-ФЗ).

Несомненно, указанные правовые акты сыграли положительную роль в постановке задачи перехода экономики России на энергоэффективный путь своего развития, одна-

ко из-за слабой научной и организационной проработки действенность их существенно снизилась. Ниже остановимся на некоторых проблемных вопросах.

Прежде всего, необходимо уяснить, что входит в понятие энергоэффективная экономика и какие показатели, по мнению автора, ее характеризуют.

Энергоэффективная экономика характеризуется тремя комплексными показателями: энергоэффективностью производства и использования ТЭР (энергосбережение), эффективностью использования минерально-сырьевых ресурсов, материалов и изделий (ресурсосбережение), использованием ВИЭ для производства электрической и тепловой энергии, а также механической работы (замещение органического топлива).

Возобновляемая энергетика, как отрасль энергетики, набирающая все больший вес в балансах электрической и первичной энергии, является естественным компонентом устойчивого развития, обладающим определенными преимуществами перед традиционной энергетикой. В статье приводится перечень технологий возобновляемой энергетики в зависимости от вида ресурса. Более подробно этот вопрос (аргументы «ЗА» и «ПРОТИВ») рассмотрен ниже.

Понятие «энергоэффективности», данное в Федеральном Законе №261-ФЗ, нуждается в серьезной конкретизации.

Предлагается следующее определение: энергетическая эффективность — это отношение достигнутых к научно обоснованным, определенным в натуральном выражении:

удельных расхода топлива и (или) энергии на единицу произведенной продукции, работы, услуг;

удельных расхода топлива и (или) энергии топлива энергопотребляющими машинами и оборудованием в процессе их функционирования по прямому назначению;

потерь электрической и тепловой энергии при передаче и распределении, а также топлива при добыче, переработке и транспортировке.

Энергетическую эффективность экономики характеризует также доля возобновляемых источников энергии в балансах электрической, тепловой и первичной энергии.

Соответственно, эффективность использования минерально-сырьевых ресурсов, материалов и изделий — это достижение научно обоснованного их расхода на единицу работы, услуг, полезного эффекта, а также на конечное изделие, здание и сооружение. Необходимо помнить, что в указанных выше компонентах в овеществленном виде содержатся топливо и энергия, затраченные на их производство, которые определяют так называемую «полную» энергоёмкость.

В свете сказанного, показатель, принятый в указанных выше документах — удельная энергоёмкость ВВП — далеко не в полной мере характеризует энергоэффективность экономики, и за его достижение не может отвечать кто-либо персонально, т.к. он отражает работу всех отраслей экономики.

Сказанное подтверждается следующими данными. Удельная энергоёмкость ВВП России в 2009 г. по паритету покупательной способности рубля, равная 0,42 т н. э./1000 долл. США, что соответствует 0,6 т у. т./1000 долл. США, выше, чем в США в 2,21 раза (0,19 т н. э./1000 долл. США); Великобритании — в 3,82 раза (0,11 т н. э./1000 долл. США), Франции — в 2,8 раза (0,15 т н. э./1000 долл. США), Канады — в 1,68 раза (0,25 т н. э./1000 долл. США), Германии — в 3,0 раза (0,14 т н. э./1000 долл. США).

Но при этом удельная энергоёмкость ВВП некоторых стран ниже, чем у США: на Кубе — в 1,9 раза (0,1 т н. э./1000 долл. США), Турции — в 1,58 раза (0,12 т н. э./1000 долл. США), Албании — в 2,1 раза (0,09 т н. э./1000 долл. США); Камбодже, Коста-Рики и Греции — в 1,73 раза (0,11 т н. э./1000 долл. США).

Не станем же мы утверждать, что в этих странах энергоэффективность использования ТЭР выше, чем в США. Просто эти страны не достигли соответствующего уровня индустриального развития, поэтому в полной мере характеризуют энергоэффективность лишь показателем, предложенным в определении энергоэффективности.

Рассмотрим далее вопросы возобновляемой энергетики.

#### Аргументы «за»:

возобновляемая энергетика (ВЭ) — это наиболее быстрый и дешевый способ решения проблем энергоснабжения (электроэнергия, тепло, топливо) удаленных, труднодоступных насе-

ленных пунктов, не подключенных к сетям общего пользования, фактически в России речь идет о жизнеобеспечении 10 – 15 млн. человек;

сооружение энергетических установок возобновляемой энергетики — наиболее быстрый и дешевый способ энергообеспечения предприятий малого и среднего бизнеса, а это дополнительные рабочие места в деревнях и малых городах, где безработица — прямой путь к нищете;

сооружение объектов возобновляемой энергетики не требует больших единовременных капитальных вложений и осуществляется за короткое время (один – три года), в отличие от 5 – 10-летних периодов строительства объектов традиционной энергетики;

крупные объекты возобновляемой энергетики — это сокращение дефицита мощности и энергии в дефицитных энергосистемах, т.е. замещение органического топлива в существенном объеме и устранение препятствий в развитии промышленности;

развитие возобновляемой энергетики — это развитие инновационных направлений в промышленности, расширение внутреннего спроса на изделия машиностроения, а также расширение экспортных возможностей. Только на основе расширения внутреннего спроса возможно устойчивое развитие страны, как справедливо утверждают настоящие экономисты всех общественных формаций.

В технологиях возобновляемой энергетики реализуются последние достижения многих научных направлений и технологий: метеорологии, аэродинамики, электроэнергетики, теплоэнергетики, генераторо- и турбостроения, микроэлектроники, силовой электроники, нанотехнологии, материаловедения и т. д.

В свою очередь, развитие наукоемких технологий имеет значительный социальный и макроэкономический эффект в виде создания дополнительных рабочих мест за счет сохранения и расширения научной, производственной и эксплуатационной инфраструктуры энергетики, а также создания возможности экспорта наукоемкого оборудования.

Возобновляемая энергетика стремительно развивается более, чем в 80 странах мира.

В условиях кризиса темпы роста в 2006 – 2011 гг. по отношению к предыдущему году составили:

- по ветроэнергетике — 20 – 25%;
- по фотоэнергетике — 40 – 45%;
- по солнечным коллекторам — 10 – 15%.

Возобновляемая энергетика — это отсутствие потенциальной опасности техногенных катастроф.

Возобновляемая энергетика — это повышение экологической безопасности в локальных территориях, т.е. снижение вредных выбросов от электрических и котельных установок в городах со сложной экологической обстановкой, в местах массового отдыха населения, санитарно-курортных местностях и заповедных зонах, а также сокращение выброса парниковых газов и сокращение использования воды для промышленных целей;

Для зарубежных стран следует добавить: возобновляемая энергетика — это снижение зависимости от импорта топлива;

завоевание зарубежных рынков сбыта высокотехнологического оборудования и технологий.

#### Возобновляемая энергетика мира

Индикаторы состояния и темпы развития ВИЭ в мире представлены в табл. 1. Как видим, в кризисные годы возобновляемая энергетика развивалась темпами, превосходящими во много раз темпы роста экономики стран. Особенно высоки темпы фото- и ветроэнергетики, соответственно 174% и 124% в 2010 г. по сравнению с 2009 г. На рис. 1. и рис. 2. представлена динамика роста мощности ФЭС и ВЭС в мире за период 1996 – 2011 гг. Рост

мощности фотоэлектрических станций в 2011 г. к 2010 г. составил 174%, а ветростанций — 120%, т.е. высокие темпы роста продолжались и в 2011 г.

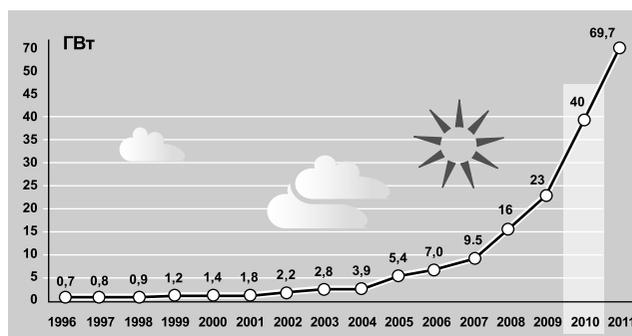


Рис. 1. Динамика установленной мощности ФЭС в мире за период 1996 – 2011 гг.

Источник: REN21. Renewables 2012. Global status report

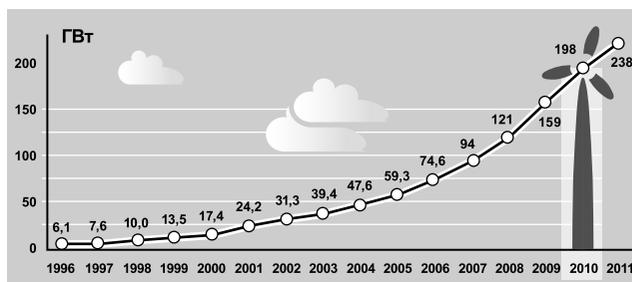


Рис. 2. Динамика установленной мощности ВЭС в мире за период 1996 – 2011 гг.

Источник: REN21. Renewables 2012. Global status report

Таблица 1

Индикаторы состояния и темпы развития ВЭ мира

Годовые инвестиции в возобновляемую энергетику	Единицы измерения	2008	2009	2010	2010/2009
	млрд. \$ США	130	160	211	1,32
Мощность электростанции возобновляемой энергетики (без ГЭС)	ГВт	200	250	312	1,25
Мощность ГЭС	ГВт	590	980	1010	1,03
Мощность ВЭС	ГВт	121	159	198	1,24
Мощность фотоэлектрических станций	ГВт	16	23	40	1,74
Мощность геотермальных станций	ГВт		10,8	11	1,02
Мощность электростанций на биомассе	ГВт		60	62	1,03
Годовое производство солнечных элементов	ГВт	6,9	11	24	2,2
Мощность солнечных водонагревателей	ГВт (тепл)	130	160	185	1,15
Мощность теплогенераторов на биомассе	ГВт (тепл)			280	
Мощность геотермальных теплогенераторов	ГВт (тепл)			51	
Годовое производство этанола	млрд.литр.	67	76	86	1,13
Годовое производство биодизельного топлива	млрд.литр.	12	17	19	1,12
Страны, установившие государственные цели в использовании ВИЭ	кол-во	79	89	98	1,1

Источник: REN21. Renewables 2011. Global status report

Баланс производства электроэнергии по видам электростанций в 1973 и 2009 гг. представлен на рис.3.

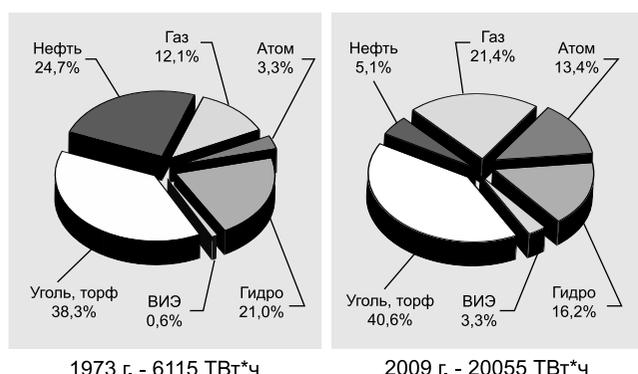


Рис. 3. Производство электроэнергии в мире в 1973 и в 2009 гг.

Источник: KEY WORLD ENERGY STATISTICS 2011

Как видим, доля ВИЭ без ГЭС по данным МЭА составила в 2009 г. 3,3%. А по оценкам ряда источников в 2011 г. доля ВИЭ выросла до 3,8 – 4,0%, а к 2015 г. сравняется с долей нефти и нефтепродуктов.

**Экология возобновляемой энергетики**

В табл. 2, 3 и 4 приведены данные об удельных выбросах газов и загрязняющих веществ от тепловых электростанций США, Дании и России. Между тем, известно, что малые ГЭС, ВЭС, ФЭС и тепловые солнечные станции этих выбросов не имеют. Не представляет труда определить предотвращение вредных выбросов от электростанций на базе ВИЭ. Например, ветроустановка, малая ГЭС, ФЭС или солнечная станция с термодинамическим циклом мощностью 1МВт, производит в год 1,5 – 2,0 млн. кВт·ч энергии. Предотвращение эмиссии CO<sup>2</sup> по сравнению с другими электростанциями составит:

- ТЭС на газе — 0,5 – 1,1 тыс. т;
- ТЭС на нефтепродуктах — 0,5 – 1,1 тыс. т;
- ТЭС на угле — 0,5 – 1,1 тыс. т.

Таблица 2

Усредненные данные по удельной эмиссии газов от топливной энергетики США

Вид газа	Удельные значения при использовании топлива, г/кВт·ч			
	Уголь	Природный газ	Нефть	Среднее
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	967	468	708	690
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )	6,1	0,0032	3,1	3,63
Окислы азота (NO <sub>x</sub> )	3,45	0,82	0,95	2,22

Таблица 3

Данные по удельным выбросам от угольных станций Дании

Вид загрязняющих веществ	Удельные значения, г/кВт·ч
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	750 – 1250
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )	5 – 8
Окислы азота (NO <sub>x</sub> )	3 – 6
Шлак и летучая зола	40 – 70
Частицы	0,4 – 0,7

Таблица 4

Средние удельные значения вредных выбросов от топливных электростанций России

Вид загрязняющих веществ	Удельные значения при использовании топлива, г/кВт·ч		
	Нефть с 1% серы	Уголь с 1% серы	Природный газ
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	738	1142	547
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )	4,7	1,4	-
Окислы азота (NO <sub>x</sub> )	2,3	4,0	1,8
Зола и шлак	-	52	-
Летучая зола	-	0,33	-

Проблема воды для населения и промышленности становится все более острой. В этой связи сравнение безвозвратных удельных потерь на традиционных электростанциях и электростанциях на базе ВИЭ (табл. 5) говорит о неоспоримых преимуществах этого вида производства электроэнергии.

Таблица 5

Безвозвратные удельные потери воды на топливных электростанциях США и на ВЭС

Вид электростанции	Расход воды, л/кВт·ч
АЭС	2,3
Угольная	1,9
На нефти и нефтепродуктах	1,6
Комбинированная газовая	0,95
Ветровая	0,004
Фотоэлектрическая	0,11

**Перспективы развития ВЭ**

Каковы же среднесрочные перспективы развития возобновляемой энергетики? Межотраслевое энергетическое агентство (МЭА) разработало три сценария (табл.6.) , по которым общее производство электроэнергии увеличится с 20 055 ТВт·ч в 2009 г., до 6 535 – 28 569 ТВт·ч — в 2020 г.

При этом доля ВИЭ по максимальному сценарию составит 10,1% от общего производства.

Таблица 6

Комментарий к сценариям развития энергетики МЭА (прогноз ИЭС)

		I «New Policies Scenario»	II «Current Policies Scenario»	III «450 Scenario»
Сценарий МЭА на 2020 г.	Производство электроэнергии в мире, всего, млрд. кВт·ч	27881	28569	26535
	В т.ч. на базе ВИЭ, млрд. кВт·ч	2332	2063	2712
	То же, %	8,4	7,2	10,1
Сценарий ИЭС минимальный сценарий	Производство электроэнергии в мире, всего, млрд. кВт·ч	26700		
	В т.ч. на базе ВИЭ, млрд. кВт·ч	4000		
	То же, %	15		

С этим не согласны ветроэнергетики мира. По их расчетам 10% от общего производства в 2020 г. будет достигнуто только за счет энергии ветра. Если взять за базу эти данные, а с ними согласен автор статьи, то естественно предположить, что за счет остальных видов ВИЭ будет произведено еще порядка 5% от общего производства. По минимальному сценарию ИЭС общее производство электроэнергии в 2020 г. составит около 26 700 ТВт·ч, в том числе за счет ВИЭ без крупных ГЭС — 400 ТВт·ч, что будет соответствовать 15% от общего производства электроэнергии.

### Общая оценка состояния ВЭ в России

А как обстоят дела в России? Общее представление можно получить, рассмотрев табл.7, составленную по данным отчетов Росстата за 2000 – 2010 гг. Мы видим, что производство электроэнергии с использованием ВИЭ осуществлялось на четырех видах электростанций: ВЭС, ГеоЭС, малых ГЭС и ТЭС с использованием биомассы.

В 2010 г. производство электроэнергии на этих электростанциях составило : на ВЭС — 4,2 млн. кВт·ч, ГеоЭС — 475 млн. кВт·ч, малых ГЭС — 2846 млн. кВт·ч и ТЭС с использованием биомассы — 2995 млн. кВт·ч, всего — 6320,1 млн. кВт·ч. От общего производства электроэнергии в России доля суммарной выработки составляет 0,62%.

За 10 лет развитие практически отсутствует. Ветроэнергетика России находится в особенно неудовлетворительном состоянии. В крайне неудовлетворительном состоянии находится статистический учет: фактически не охвачены многие малые ГЭС и электростанции на биомассе, отсутствует статистика производства тепловой энергии на базе биомассы, отходов, использования низкопотенциального тепла.

Итак, возобновляемая энергетика России держится усилиями энтузиастов различного уровня: от индивидуальных предпринимателей до руководителей субъектов РФ. Нельзя сказать, что на уровне управления государством ничего не делается, но беда в том, что

Таблица 7

Выработка электрической энергии в России на базе возобновляемых источников энергии, включая малые ГЭС в 2000 – 2010 гг., млн. кВт·ч

№	Период	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.
1	Ветроэлектростанции	2,917	4,12	6,645	8,832	14,075	9,63	8,383	6,623	5,235	3,942	4,186
2	Геотермальные электростанции	58,2	91,2	149,1	313,1	395,1	396,4	462,6	484,7	464,6	464,0	474,9
3	Малые ГЭС	2672,7	2541,9	2421,9	2422,2	2748,8	2777,1	2548,4	2715,5	2867,7	3318,3	2846,0
4	Тепловые электростанции на биомассе	1816,9	2151,0	2444,1	2618,6	2824,1	2709,1	2910,0	2820,7	3122,7	2964,7	2995,0
ИТОГО:		4550,7	4788,2	5021,7	5362,7	5982,1	5892,2	5929,4	6027,5	6460,2	6750,9	6320,1
Производство электроэнергии на электростанциях России		877800	891300	891300	916300	931900	953100	931381	1008256	1040400	990000	1025394
Доля возобновляемых источников энергии, %		0,52	0,54	0,56	0,59	0,64	0,62	0,64	0,60	0,62	0,68	0,62

Источник: Годовые отчеты о технико-экономических показателях и расходе условного топлива на электростанциях России, за 2000 – 2008 годы, Госкомстат России

все попытки носят разрозненный характер, некоторые работы вдруг останавливаются, нет настоящей координации работ, и практически отсутствует научная проработка выпускаемых законов и подзаконных актов.

Так, требования по возобновляемой энергетике, установленные в Федеральном законе №35-ФЗ «Об электроэнергетике», касающиеся присоединения к электрическим сетям, а также установления тарифов, по которым должна приниматься электроэнергия от электростанций на базе ВИЭ, не решаются вот уже в течение почти 5 лет. Кроме того, производство тепловой энергии на базе ВИЭ остается без правового обеспечения.

#### Аргументы «против»

Необходимо уточнить, что аргументы «против» — это чисто «российское изобретение», отражающее мнение людей, не желающих рассматривать перспективу развития электроэнергетики.

Главные из этих аргументов:

нестабильность (вероятностный характер) производства электроэнергии на ветровых и в меньшей мере солнечных электростанциях, и, следовательно:

а) возможность нарушения устойчивости работы энергосистем;

б) невозможность прогнозирования производства электроэнергии от ВЭС и СЭС (проблема устойчивости и торговли электроэнергией);

невозможность предсказания выдачи мощности от ВЭС, в меньшей степени от СЭС, и, следовательно, необходимость иметь 100%-ный резерв мощности ВЭС (проблема резервирования);

относительно высокая удельная стоимость оборудования, особенно СЭС, и высокая стоимость производства электроэнергии (проблема стоимости).

Поскольку отечественной практики нет, обратимся к зарубежному опыту о проблеме устойчивости. Конечно, в большинстве европейских стран, имеющих сильные связи внутри страны и между странами, острота проблемы статической устойчивости существенно снижается. Но когда энергетика Испании, например, говорят, что в течение 3–4 часов доля ветровой энергии в энергоснабжении страны составляла 60% и более, невольно напрашивается вывод, что страхи наших энергетиков явно преувеличены. Тем более, что в годовом производстве электроэнергии в Испании доля

ветровой энергии составляет уже более 15%, т.е. опыт накоплен значительный. Полагаю, что существенное значение в этом вопросе имеет появившееся в последние десять лет возможность ветроустановок производить реактивную энергию и мощность и регулировать напряжение в точке присоединения ВЭС к энергосистеме. Возможность работы ветростанций в энергосистеме не «раскачивая» ее, подтверждается всеми европейскими странами.

Равным образом подтверждается возможность прогнозирования выработки от ВЭС на различные периоды: год – месяц – сутки и даже часы, с вероятностью 95%.

Хотя годовой ход скорости ветра редко повторяет предыдущий год, часовой прогноз кажется проблематичным. Однако учитывая, что на ВЭС имеются данные за несколько лет, а среднесезонная скорость ветра величина довольно постоянная, то вероятность появления уже известного годового хода ветра довольно высока, что повышает вероятность достоверности прогноза. Кроме того, существенно повысилась возможность прогнозирования скорости ветра на короткий период по данным метеоспутников.

Проблема необходимости резервирования, или «вытеснения мощности» решается с использованием нескольких факторов, имеющих различные степени неопределенности: наличие вращающегося резерва, графика нагрузки, наличия связи с другими энергосистемами и возможности передачи энергии по ним, ограничений по выдаче мощности от электростанций, годового хода ветра и вероятности штителей в режиме максимума нагрузки.

В США по данной проблеме проведено много исследований. Вот как звучит вывод по проблеме Utiliti Wind Group (организация, включающая 55 электрических компаний США, имеющих в своих энергосистемах ветростанции): «Устаревшее и непрофессиональное мнение, одно из главных беспокойств, часто выражаемое в энергетике, состоит в том, что ветростанции будут нуждаться в резервировании или передаваемой мощности в равном объеме. Сейчас ясно, что как раз при умеренной доле ветроэнергетики, необходимость иметь дополнительную генерирующую мощность для компенсации нестабильности ветростанции значительно меньше, чем один к одному и часто близко к нулю».

Одно из авторитетнейших исследований, проведенное в 2004 году для департамента коммерции штата Миннесота США, подтвердило, что дополнительное включение ВЭС мощностью 1500 МВт в энергосистему наибольшего объединения Xeel Energy в штате Миннесота, будет нуждаться в дополнительном вводе мощностей всего лишь 8 МВт на традиционном топливе, для того, чтобы погасить дополнительные вариации мощности, т.е. 0,5% от установленной мощности ВЭС.

И, наконец, об удельной стоимости оборудования. Международное энергетическое агентство (МЭА) в 2005 г. опубликовало данные об удельных капитальных вложениях и себестоимости электроэнергии от всех типов электростанций и прогноз этих показателей на 2030 год (табл.8.).

Данные по возобновляемой энергетике явно завышены, но даже в этом прогнозе прослеживается тенденция снижения себестоимости электроэнергии от электростанций на базе ВИЭ и увеличение от топливных электростанций.

А если учесть последние достижения солнечной энергетики, снижающие удельные капитальные вложения до 2500 – 3000 долл. США/кВт, а также повышение цен на газ и нефть, то тенденция выравнивания себестоимости электроэнергии от ВИЭ осуществится гораздо раньше 2030 г., а именно — к 2018 – 2020 гг.

Вот что пишут об экономической оценке ведущие специалисты Мирового Банка [Anil Cabraal, Sachin Agarwal, Masaki Takahashi, «Rising tu the challenge»/ Renewable Energy World, July-August 2007]:

«Традиционный финансовый анализ основан на расчете дисконтированного кеш-флоу. Но такого рода анализ не способен адекватно учесть будущие риски, связанные с ценами на топливо. Он также полностью игнорирует затраты на охрану окружающей среды и здравоохранение, связанные с эмиссиями на электростанциях, сжигающих ископаемое топливо».

Если мы рассмотрим затраты на полный технический цикл, то некоторые возобновляемые источники уже сейчас могут конкурировать с традиционными энергетическими ресурсами. Несмотря на это, потенциал этих финансово-жизнеспособных технологий ВИЭ не реализуется полностью из-за различных барьеров рынка, таких как государственное субсидирование традиционных топлив». По данным этих авторов, ежегодное государственное финансирование в России газовой промышленности составляет 25 млрд. долл. США, а электроэнергетики — 15 млрд. долл. США.

**Выводы**

1. Доля ВИЭ в производстве электроэнергии без крупных ГЭС в Европе к 2020 году составит около 20%, а в мире — около 15%.

2. Доля ветровой энергии в производстве электрической энергии в мире к 2020 году составит около 10%, общая установленная мощность ветроустановок достигает 1200 ГВт.

3. Производство жидкого топлива из биомассы к 2020 году возрастет более чем в 15 раз и достигнет 1 трлн. литров в год.

4. Мощность фотоэлектрических установок в мире к 2020 году достигнет 800 – 1000 ГВт.

Таблица 8

*Существующие и перспективные стоимостные ориентиры в области ВИЭ*

	Капитальные вложения, долл. США/кВт		Себестоимость производства, цент долл. США/кВт·ч	
	2005	2030	2005	2030
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

5. Россия катастрофически отстает по объему использования ВИЭ как в натуральном, так и в стоимостном выражении. Доля производства электроэнергии в России к 2020 г. должна достичь 4,5% или 60 – 70 млрд. кВт·ч (требуемый ввод мощности 15 – 19 ГВт). России необходимо завершить разработку нормативных документов по стимулированию использования ВИЭ, предусмотренных Федеральным законом №37-ФЗ «Об электроэнергетике», и приступить к разработке закона по стимулированию использования ВИЭ для производства тепловой энергии, топлива и автономных энергоустановок.

6. Необходимо разработать:

1. Проект Федерального закона «О дополнительных мерах по стимулированию исполь-

зования возобновляемых источников энергии», включающий:

стимулирование производства электроэнергии в районах автономного энергоснабжения и физическими лицами;

стимулирование производства тепловой энергии и топлива с использованием ВИЭ;

2. Методические указания по декомпозиции целевых показателей по производству электрической и тепловой энергии с использованием ВИЭ по субъектам РФ, компаниям ТЭК и компаниям, имеющим долю в предприятиях ТЭК, представить их к утверждению в Правительство РФ.

3. Схему размещения объектов возобновляемой энергетики

**Ключевые слова:** устойчивое развитие, энергоэффективность, возобновляемая энергетика, технологии возобновляемой энергетики, экология

## ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

*Стребков Д.С., д.т.н., ГНУ ВИЭСХ РАСХН*

### Введение

Менее чем через 25 лет после Чернобыльской катастрофы мир стал свидетелем аварии на АЭС «Фукусима» в Японии с зоной отчуждения и последствиями, близкими к Чернобыльской катастрофе. Если из четырех блоков Чернобыльской АЭС был разрушен один, а остальные три проработали еще десять лет, то на «Фукусиме-1» четыре блока полностью разрушены и уже никогда не будут работать. Сто тысяч человек были вынуждены покинуть свои дома. Фабрика по производству чая, расположенная в 300 км от АЭС «Фукусима», остановлена из-за заражения чайных плантаций радиоактивным цезием. Авария на «Фукусиме» снова показала, что ядерная энергетика неконтролируема и опасна. [1]. В результате Германия решила до 2022 года закрыть все свои атомные станции. Китай, Италия, Венесуэла и ряд других стран решили остановить новое строительство АЭС на своей территории.

Президент Барак Обама 26 мая 2010 г. во время посещения фабрики по производству фотоэлектрических систем в Калифорнии заявил: «Нация, которая лидирует в экономике чистой энергетики, возможно, будет лиде-

ром в глобальной экономике» [2]. Правительство США выделило из бюджета 2,36 млрд. долл. США на повышение эффективности использования возобновляемых энергоресурсов, в том числе — 500 млн. долл. на гарантии по кредитам на развитие ВИЭ в объеме до 3 – 5 млрд. долл. Будет продолжено финансирование трех инновационных энергетических центров по солнечной энергетике, проектам домов с нулевым потреблением и по проблемам аккумулирования электроэнергии.

А что же Россия? У атомной энергетики нет альтернативы?»

На самом деле альтернатива у атомной энергетики есть. Различие между Чернобылем и Фукусимой состоит в том, что сегодня мы имеем развитые альтернативные энергетические технологии бестопливной возобновляемой энергетики.

Установленная мощность электростанций, использующих возобновляемые источники энергии (ВИЭ) (ветровая, солнечная, геотермальная и морская энергетика, биоэнергетика и малая гидроэнергетика) превысила в 2010 г. установленную мощность АЭС в мире и составила 388 ГВт (рост на 60 ГВт по сравнению с 2009 г.). Объем инвестиций в мировую возоб-

новляемую энергетику составил в 2010 г. 243 млрд. долл., рост инвестиций — 630% с 2004 г. [3]. КНР занимает первое место в мире с 25%-ной долей инвестиций (54,4 млрд. долл. США), Германия — на втором месте (41,2 млрд. долл. США) и США — на третьем месте (34 млрд. долл.). Ветровая энергетика лидирует среди других видов ВИЭ по объемам инвестиций — 95 млрд. долл. США.

По темпам роста первое место занимает солнечная энергетика. В 2010 г. в мире построено 27,2 ГВт солнечных электростанций (СЭС), в том числе: Германия — 7 ГВт, Италия — 5,6 ГВт, Чехия — 1,2 ГВт, Япония — 1 ГВт. Темпы роста производства СЭС составили 118% по сравнению с 2009 г. В конце 2011 г. установленная мощность СЭС в мире достигнет 60 ГВт [4]. Ни одна отрасль промышленности в мире, включая телекоммуникации и производство компьютеров, не имела таких темпов роста. Для сравнения, в 2010 г. в мире завершено строительство трех АЭС общей мощностью 3 ГВт, которое продолжалось более 5 лет.

Диверсификация гражданского сектора Росатома, который имеет высокий технологический, научный и производственный потенциал, заключается в преобразовании его в Российское Агентство по чистой энергетике («clean energy», по терминологии Б. Обамы), или Российское Агентство по возобновляемой энергетике (РосВЭ), или Российское Агентство по солнечной энергетике (РосСЭ). Основной задачей нового агентства является коммерциализация инновационных российских солнечных технологий и создание экспортно-ориентированной отрасли промышленности по производству и строительству экологически чистых бестопливных электростанций в объеме 10 – 20 ГВт в год, 15 – 30% от мирового уровня производства.

Наличие уникальных запасов углеводородного сырья не является препятствием для развития использования ВИЭ. Большие ресурсы энергоносителей позволяют России не делать стратегических ошибок в выборе оптимальных технологий и направлений развития ВИЭ и создать с учетом опыта западных стран, Китая и Японии, собственные инновационные технологии и крупномасштабные проекты использования ВИЭ. Масштабное развитие использования ВИЭ в России должно базироваться на оригинальных инновационных российских технологиях.

## Российские инновационные технологии солнечной фотоэлектрической энергетики

### 1. Солнечный кремний

95% всех СЭС в мире изготавливаются из кремния. Содержание кремния в земной коре 29,5% массы — второе место после кислорода, содержание урана — 0,0003%. Несмотря на то, что кремния в земной коре больше, чем урана в 98 300 раз, стоимость монокристаллического кремния лишь немного уступает стоимости урана, что связано с устаревшей грязной хлорной технологией производства (Сименс-процесс). В ГНУ ВИЭСХ разработаны уникальные бесхлорные технологии получения кремния с низкими энергетическими затратами, на которые получено 8 патентов РФ и США.

Другой подход заключается в снижении расхода кремния на один мегаватт мощности с 6 – 8 т, в настоящее время в 100 – 1000 раз за счет использования новых типов концентраторов и матричных кремниевых солнечных элементов (МСЭ), разработанных в России.

### 2. Солнечные концентраторы

В ГНУ ВИЭСХ разработаны и запатентованы солнечные концентраторы со слежением за Солнцем с концентрацией 100 – 1000 и без слежения за Солнцем — стационарные неследящие концентраторы с концентрацией 3 – 5 [5, 6]. Оба типа концентраторов обеспечивают равномерное освещение солнечных фотоэлектрических модулей, что исключительно важно при эксплуатации СЭС с концентраторами. Неследящие концентраторы концентрируют не только прямую, но и большую часть диффузной (рассеянной) радиации в пределах апертурного угла, что увеличивает установленную мощность СЭС и производство электроэнергии.

### 3. Солнечные элементы

Созданные в ГНУ ВИЭСХ МСЭ из кремния имеют к. п. д. 20% при 50 – 1000-кратной концентрации солнечного излучения [5]. Запатентованные в России двухсторонние планарные СЭ и МСЭ прозрачны для неактивной инфракрасной области спектра, что снижает нагрев фотоприемника и затраты на его охлаждение. Преимуществом МСЭ является генерация высокого напряжения, 15 – 20 В на 1 погонный см рабочей поверхности.

В испанской солнечной электростанции проекта «Эвклид» с концентратором пиковой мощностью 480 кВт для получения рабочего напряжения 750 В, необходимого для присоединения к бестрансформаторному инвер-

тору, использовались последовательно соединенные планарные солнечные кремниевые модули общей длиной 84 м [7]. МСЭ напряжением 750 В имеют длину в 191 раз меньше – 0,44 м, при этом МСЭ имеет рабочий ток в сотни раз меньше, чем планарные СЭ одинаковой мощности и, как следствие, низкие коммутационные потери. Приемник на основе МСЭ длиной 84 м будет иметь напряжение 150 кВ, и в этом случае СЭС может быть подключена к высоковольтной ЛЭП постоянного тока без промежуточных трансформаторов, выпрямителей и других преобразующих устройств.

МСЭ из кремния в сотни раз дешевле солнечных элементов на основе каскадных гетероструктур на единицу площади, технология МСЭ не требует применения серебра, многостадийной диффузии, фотолитографии, сеткографии, эпитаксии, текстурирования и других трудоемких операций, используемых на зарубежных заводах.

#### 4. Солнечные фотоэлектрические модули

Все существующие в мире конструкции, материалы и технологии изготовления солнечных модулей обеспечивают срок службы модулей 20 лет в тропическом климате и 25 лет в умеренном климате с потерей до 20% мощности к концу срока службы. Причина – ультрафиолетовая и температурная деградация оптических полимерных герметизирующих материалов – этиленвинилацетата и других пластиков. Используемая технология ламинирования модулей включает вакуумирование, нагрев до 150° и прессование с затратами электроэнергии 80 000 кВт·ч на изготовление 1 МВт солнечных модулей. В новой технологии, разработанной в ГНУ ВИ-ЭСХ, этиленвинилацетат и технология ламинирования заменены на заливку силиконовой композиции с последующим отверждением жидкой компоненты в полисилоксановые гели. При этом срок эксплуатации солнечных модулей увеличивается в два раза, до 40 – 50 лет, возрастает электрическая мощность модулей благодаря более высокой прозрачности геля и снижению рабочей температуры СЭ, снижаются энергозатраты на изготовление модулей на 70 000 кВт·ч/МВт. Кроме того, удвоение срока службы увеличивает производство электроэнергии на 20 млн. кВт·ч на 1 МВт пиковой мощности.

#### 5. Стоимость солнечного электричества

Минимальная стоимость солнечных модулей из кремния на оптовом европейском рынке составляет 1250 евро/кВт, на американском рынке — 1700 долл. США/кВт. Стоимость изготовления СЭС под ключ составляет для сетевых компаний — 3400 долл. США/кВт, для владельцев домов 6500 долл./кВт [4]. Министерство энергетики США в августе 2010 г. объявило о программе снижения к 2012 г. стоимости производства сетевых СЭС до 1000 долл./кВт, а солнечных модулей до 500 долл./кВт. Стоимость изготовления солнечных модулей составляет 50% от стоимости СЭС, еще 50% стоимости включает закупку сетевого инвертора, металлоконструкций, кабелей и строительно-монтажные работы.

На региональном уровне в Италии и других странах мира и в ряде регионов России достигнут паритет цен между тарифами на электроэнергию от сети и ценой электрической энергии от СЭС. Например, в Калмыкии, Курской области, в ряде районов Якутии, Чукотки стоимость электроэнергии для юридических лиц составляет 7 – 9 руб./кВт·ч (0,25 – 0,32 долл/кВт·ч), что соизмеримо с существующей ценой электроэнергии от СЭС. Везде, где используются дизельные электростанции, тарифы на электроэнергию выше, чем стоимость электроэнергии от СЭС.

В ближайшие годы к. п. д. МСЭ из кремния будет увеличен до 25 – 30% при работе с концентратором. Однако уже сейчас использование новых технологий кремния, концентраторов и МСЭ позволяет создавать солнечные электростанции, конкурентоспособные с электростанциями, работающими на угле.

#### 6. Круглосуточное производство солнечной электроэнергии

Проблема непрерывного круглосуточного и круглогодичного производства электроэнергии солнечными электростанциями является основной в развитии глобальной бестопливной энергетики и обеспечения ее конкурентоспособности с топливной энергетикой. В ГНУ ВИ-ЭСХ разработаны и запатентованы региональные и глобальные солнечные энергетические системы, позволяющие вырабатывать и доставлять электроэнергию потребителям независимо от времени суток и времени года. [5, 8].

##### *Российская солнечная энергосистема*

Проведено компьютерное моделирование российской солнечной энергосистемы из двух

СЭС, установленных на Чукотке и в Калининграде (РФ), или г. Пинске (Республика Беларусь) и соединенных с объединенной энергосистемой России. Фотоактивная площадь СЭС с к. п. д. 20% составляет квадрат со стороной 25 км. Пиковая мощность каждой СЭС 125 млн. кВт. В качестве исходных данных для расчета использованы средние многолетние значения инсоляции в местах расположения СЭС. Солнечная энергосистема позволяет круглосуточно в течение 5 месяцев с 1 апреля по 1 сентября поставлять электроэнергию в энергосистему России в объеме 500 ТВт·ч и удовлетворить все потребности России в электроэнергии за этот период. Еще в течение двух месяцев в марте и в сентябре продолжительность электрообеспечения составляет 22 часа в сутки. При этом все топливные электростанции в течение 5 месяцев будут переведены в разряд резервных, а сэкономленные газ, нефть и уголь могут быть поставлены на экспорт.

Если включить в эту энергосистему СЭС в пустыне Каракум в Туркменистане, то объемы круглосуточного производства электроэнергии будут достаточны для электроснабжения всех стран СНГ в течение 6 месяцев.

#### *Евразийская солнечная энергосистема*

Евразийская солнечная энергосистема Чукотка – Лиссабон позволит обеспечить все страны Европы и СНГ электроэнергией круглосуточно в течение 7 месяцев с 1 марта по 1 октября.

Евразийская энергосистема состоит из двух СЭС пиковой мощностью 1,5 ТВт. Если включить в эту энергосистему СЭС в Тибете (Монголия, Китай) и СЭС в Мавритании (Африка), то круглосуточное производство электроэнергии в объеме 6000 ТВт·ч в год будет достаточно для электроснабжения Европы, СНГ, северных стран Азиатского и Африканского континентов в течение 7 месяцев.

#### *Глобальная солнечная энергосистема*

Глобальная солнечная энергосистема соединена с национальными энергосистемами и состоит из трех СЭС, установленных в Австралии, Северной Африке и Латинской Америке. К. п. д. СЭС равен 25%, пиковая электрическая мощность каждой СЭС — 2,5 ТВт, размеры — 190 x 190 км<sup>2</sup>. Глобальная солнечная энергосистема генерирует электрическую энергию круглосуточно и равномерно в течение года в объеме 17 300 ТВт·ч/год на уровне, соответствующем

мировому потреблению. Это позволит перевести все угольные, газовые и атомные станции в мире в разряд резервных электростанций, уменьшить перегрев атмосферы и остановить изменение климата.

В качестве источника электрической энергии в резонансной глобальной солнечной энергосистеме может быть использована не только СЭС, но и другие возобновляемые источники энергии (ГЭС, ВЭС, ГеоТЭС и др.).

Россия отстает от Западных стран в технологии ветровых лопастных турбин мегаваттного уровня. Однако в области малой ветроэнергетики инженер ГНУ ВИЭСХ С.А. Болотов разработал и организовал первое в мире производство бесшумных ВЭС без лопастей мощностью 1 – 5 кВт, которые удовлетворяют всем требованиям экологической безопасности и, в отличие от лопастных турбин, могут работать в диапазоне скоростей ветра от 3 до 50 м/с.

Для создания региональных и глобальной солнечной энергетической системы в России созданы новые технологии, обеспечивающие конкурентоспособность солнечной энергетики по следующим критериям:

к. п. д. солнечных электростанций должен быть не менее 25%;

срок службы солнечной электростанции должен составлять 50 лет;

стоимость установленного киловатта пиковой мощности солнечной электростанции не должна превышать 2000 долл. США;

объем производства солнечных электростанций должен быть 100 ГВт в год;

производство полупроводникового материала для СЭС должно превышать 1 млн. т в год при цене не более 25 долл./кг;

круглосуточное производство электрической энергии солнечной энергосистемой;

материалы и технологии производства солнечных элементов и модулей должны быть экологически чистыми и безопасными.

Создание региональных и глобальной солнечных энергосистем уже началось. Консорциум компаний и Дойче Банк в Германии планируют создать СЭС 100 ГВт в пустыне Сахара стоимостью 400 млрд. евро для электроснабжения Европы. Создаются СЭС мощностью сотни мегаватт в Испании, Германии, Италии, Китае, США и Австралии.

Начало функционирования глобальной солнечной энергетической системы прогнозируется в 2050 г., выход на полную мощ-

ность — в 2090 г. В результате реализации проекта доля солнечной энергетики в мировом потреблении электроэнергии составит 75 – 90%, а выбросы парниковых газов будут снижены в 10 раз.

#### **7. Обеспечение экологических характеристик производства энергии**

Человечеству не грозит энергетический кризис, связанный с истощением запасов нефти, газа, угля, если оно освоит технологии использования возобновляемой энергии. В этом случае будут также решены проблемы загрязнения среды обитания выбросами электростанций и транспорта, обеспечения качественными продуктами питания, получения образования, медицинской помощи, увеличения продолжительности и качества жизни. СЭС создают новые рабочие места, улучшают качество жизни и повышают энергетическую безопасность и независимость владельцев СЭС за счет бестопливного и распределенного производства энергии.

Разрабатываются технологические процессы производства компонентов СЭС, в которых экологически неприемлемые химические процессы травления и переработки заменяются на вакуумные, плазмохимические, электронно-лучевые и лазерные процессы. Серьезное внимание уделяется утилизации отходов производства, а также переработке компонентов СЭС после окончания срока службы.

При использовании СЭС органически сочетаются природные ландшафты и среда обитания с энергетическими установками. СЭС образуют пространственно-архитектурные композиции, которые являются солнечными фасадами или солнечными крышами зданий, ферм, торговых центров, складов, крытых автостоянок, теплиц. На территории СЭС можно размещать виноградники, розарии и выращивать экологически чистые сельскохозяйственные культуры.

#### **8. Волноводные методы передачи электрической энергии**

В связи с развитием объединенных энергосистем в Европе, Северной и Южной Америке и предложениями по созданию глобальной солнечной энергосистемы появились задачи по созданию технологии передачи тераваттных трансконтинентальных потоков электрической энергии. В конкуренцию между системами передачи на переменном и

постоянном токе может вступить третий метод: резонансный волноводный метод передачи электрической энергии на повышенной частоте, впервые предложенный Н.Тесла в 1897 г. и разработанный в ГНУ ВИЭСХ в 1995 – 2010 годах [8].

Крупные энергетические компании во многих странах мира вкладывают гигантские средства и научные ресурсы в создание технологии высокотемпературной сверхпроводимости для снижения джоулевых потерь в линии.

Существует другой, вероятно, более эффективный способ снижения потерь в магистральных и межконтинентальных линиях электропередач: разработать регулируемые резонансные волноводные системы передачи электрической энергии на повышенной частоте 1 – 100 кГц, которые не используют активный ток проводимости в замкнутой цепи. В волноводной однопроводниковой линии нет замкнутого контура, нет бегущих волн тока и напряжения, а есть стоячие (стационарные) волны реактивного емкостного тока и напряжения со сдвигом фаз 90°. За счет настройки резонансных режимов, выбора частоты тока в зависимости от длины линии можно создать в линии режим пучности напряжения и узла тока (например, для полуволновой линии). При этом из-за отсутствия активного тока, сдвига фаз между стоячими волнами реактивного тока и напряжения 90° и наличия узла тока в линии отпадает необходимость и потребность в создании в такой линии режима высокотемпературной проводимости, а джоулевы потери становятся незначительными в связи с отсутствием замкнутых активных токов проводимости в линии и незначительными величинами незамкнутого емкостного тока вблизи узлов стационарных волн тока в линии [9 – 10].

Новая физика электрических процессов, связанная с использованием не активного, а реактивного тока, позволит решить три главных проблемы современной электроэнергетики:

создание сверхдальних линий передач с низкими потерями без использования технологии сверхпроводимости;

увеличение пропускной способности линий;

замена воздушных линий на кабельные однопроводниковые волноводные линии и снижение сечения токонесущей жилы кабеля в 20 – 50 раз.

В экспериментальной резонансной одно-проводниковой системе передачи электрической энергии, установленной в экспериментальном зале ВИЭСХ, мы передавали электрическую мощность 20 кВт при напряжении 6,8 кВ на расстояние 6 м по медному проводнику диаметром 80 мкм при комнатной температуре, при этом эффективная плотность тока в проводнике составила 600 А/мм<sup>2</sup>, а эффективная плотность мощности — 4 МВт/мм<sup>2</sup>.

Из других применений резонансной электроэнергетики, основанной на незамкнутых токах, следует выделить бесконтактный высокочастотный электротранспорт, создание местных энергетических систем с использованием возобновляемых источников энергии, соединение оффшорных морских ВЭС с береговыми подстанциями, электроснабжение потребителей на островах и в зонах вечной мерзлоты, пожаробезопасные однопроводниковые системы уличного освещения и освещения зданий и пожароопасных производств.

Для сомневающихся в существовании незамкнутых электрических токов приводим высказывания двух выдающихся ученых в области электротехники и электроэнергетики.

«Исключительная трудность согласования законов электромагнетизма с существованием незамкнутых электрических токов — одна из причин среди многих, почему мы должны допустить существование токов, создаваемых изменением смещения». — Д. Максвелл.

«В 1893 г. я показал, что нет необходимости

использовать два проводника для передачи электрической энергии... Передача энергии через одиночный проводник без возврата была обоснована практически». — Н. Тесла, 1927 г.

«Эффективность передачи может быть 96 или 97 процентов, и практически нет потерь... Когда нет приемника, нет нигде потребления энергии». — Н. Тесла, 1917 г.

«Мои эксперименты показали, что на поддержание электрических колебаний по всей планете потребуются несколько лошадиных сил». — Н. Тесла, 1905 г.

Н. Тесла ответил и на вопрос, который часто задают нам: почему электроэнергетика не восприняла его идеи? «Мой проект сдерживался законами природы. Мир не был готов к нему. Он слишком обогнал время. Но те же самые законы восторжествуют в конце и осуществят его с великим триумфом». — Н. Тесла, 1919 г.

Солнечная электроэнергетика нуждается в поддержке государства для законодательного и нормативно-правового обеспечения реализации пилотных и демонстрационных проектов, ждет частный капитал и нового Моргана, банкира, который 100 лет назад финансировал работы Н. Тесла.

Динамично развивающаяся солнечная энергетика, основанная на инновационных российских и мировых технологиях, является альтернативой топливной энергетике и в 2050 г. будет доминировать на рынке энергетически чистых технологий, а к концу 21 века обеспечит 75 – 90% всех потребностей Земли в электрической энергии.

**Ключевые слова:** возобновляемая энергетика, солнечная энергетика, солнечный кремний, солнечные концентраторы, фотоэлектрические модули, солнечная энергосистема, резонансно-волновой метод передачи электроэнергии.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Photon International, April 2011.
2. Sun and Wind Energy, 7/2010.
3. Renewable Energy Focus, March/April 2011.
4. Photon International, March 2011.
5. Стребков Д.С. Матричные солнечные элементы. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2009. – Т. 1, 2, 3.
6. Стребков Д.С., Тверьянович Э.В. Концентраторы солнечного излучения. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2007.
7. G. Sala, J.C. Arboiro, A. Luque, I. Anton et al. 480 kW peak Concentrator Power Plant using EUCLIDESTM Parabolic Trough Technology, 1998, 2nd WC PV SEC, Vienna.
8. Стребков Д.С., Некрасов А.И., Резонансные методы передачи и применения электрической энергии. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2008.
9. Стребков Д.С. Об электроэнергетике, основанной на незамкнутых электрических токах. Проблемы использования альтернативных источников энергии в Туркменистане //Материалы Международной научной конференции 24 – 25 февраля 2010 г. – Изд. Б.Илим, 2010.
10. Уроки Фукусимы: есть ли альтернатива атомной энергии //Энергетика и промышленность России, июнь 2011. – №12(176) .

ПОТЕНЦИАЛ МАЛЫХ ГЭС СТРАН СНГ. ОЦЕНКИ И РЕАЛЬНОСТЬ

Асарин А.Е., д. т. н., ОАО «Институт Гидропроект»

**Общие сведения**

В последние десятилетия в России и в некоторых странах СНГ рядом руководителей энергетики высказываются намерения активно осваивать гидроэнергетические ресурсы малых рек, восстанавливать списанные малые ГЭС (далее МГЭС), пристраивать ГЭС к неэнергетическим гидроузлам и строить новые МГЭС.

В СССР, по данным [1], в середине 1950-х годов было более 5600 МГЭС в сфере сельского хозяйства (так называемых колхозных и межколхозных) суммарной установленной мощностью 480 МВт (средняя мощность МГЭС — 86 кВт), к 1970 г. их число сократилось до 360, а в последующие 10 лет — до 70 с суммарной мощностью 10 МВт.

Строительством МГЭС (мощностью менее 30 МВт) в довоенные и послевоенные годы занималось Минэнерго СССР, в период с 1970 по 1985 гг. в стране работало более 300 МГЭС суммарной мощностью 1250 МВт (средняя мощность 4,2 МВт).

За последние десятилетия количество действующих МГЭС продолжало уменьшаться, хотя их строительство и сейчас ведется в некоторых регионах России (больше всего на Северном Кавказе и в странах СНГ).

Говоря о перспективах развития малой гидроэнергетики в странах СНГ, следует указать, что технический потенциал малых ГЭС Советского Союза был зафиксирован в монографии «Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы» [2] в размере 490 ТВт.ч.

Проблема современной объективной оценки гидроэнергетического потенциала малых ГЭС и перспектив его освоения весьма актуальна и остра как в России, так и в ряде стран Содружества независимых государств.

В первой половине 1980-х годов Всесоюзным институтом «Гидропроект» при участии восьми республиканских и региональных филиалов и отделений института, Сельэнергопроекта, а также Киргизского и Таджикского НИО энергетики был разработан технико-экономический доклад (ТЭД) об основных направлениях развития малой энергетики СССР.

При разработке ТЭДа были обследованы 390 действующих и списанных МГЭС общей мощностью 920 МВт, выявлены 140 изолированных электропотребителей, отобрано 250 существующих плотин, на которых целесообразна установка турбин.

Всего было рассмотрено более 1300 МГЭС, в том числе 236 ранее построенных и действующих (либо законсервированных), 346 списанных, более 750 предлагаемых к строительству, в том числе 85 на реках в районах изолированного электроснабжения.

Распределение технического гидроэнергетического потенциала малых рек Советских республик, по оценке канонической монографии [2], обобщившей материалы многочисленных проектных и предпроектных (в основном) проработок, выполненных в СССР к середине 1960-х годов, и по данным упомянутой выше монографии [1], отражающей результаты более поздних (в основном 1970-х и 1980-х годов) исследований, выполненных в составе упомянутого выше ТЭДа, показано в табл. 1.

Таблица 1

Республика *) или экономический район	Гидроэнергетический потенциал МГЭС, ТВт.ч		
	Технический		Располагаемые ресурсы по [1]
	по [2]	по [1]	
РСФСР	390,0	362,8	2,235
Украина	2,9	5,7	0,66
Белоруссия	1,5	0,9	0,026
Грузия	23,7		
Азербайджан	6,4		
Армения	3,2		
Итого по Закавказью	33,3	27,8	2,224
Узбекистан	4,4		
Таджикистан	14,0		
Киргизия	7,0		
Туркменистан	1,8		
Итого по Средней Азии	27,2	72,3	5,893
Казахстан	35,7	25,6	0,742
Всего:	490,6	495,1	11,186

\*) Кроме республик, в которых технический потенциал МГЭС менее 1 млрд. кВт.ч

В этой же таблице приведен некий потенциал, являющийся суммой выработок электроэнергии на МГЭС, отобранных в ТЭДе, и на-

званный «Располагаемые ресурсы малой энергетики». Этот установленный в 1980-е годы гидроэнергетический потенциал, по-видимому МГЭС, считавшихся тогда перспективными, не достигал 2,5% технического потенциала, определенного в середине 1960-х годов.

Примечательно, что средние по республикам (регионам) значения единичной установленной мощности малых ГЭС составляют 1,5 МВт (Северо-Запад и Поволжье России), 6 МВт в Казахстане и республиках Закавказья и 9 МВт в республиках Средней Азии, при средней по СССР мощности МГЭС, равной 4,8 МВт.

В последние десятилетия в странах СНГ гидроэнергетический потенциал неоднократно пересматривался. Результаты этих пересмотров иллюстрируют данные табл. 2, заимствованные из [2] и [3].

Таблица 2

Страна	Гидроэнергетический потенциал, ТВт.с			
	По оценке [2]		По данным [3]	
	Технический	Экономический	Технический	Экономический
Россия	1670,0	852,0	1670,0	852,0
Украина	21,5	17,0	21,5	16,5
Белоруссия	3,1	0,9	3,0	1,3
Грузия	67,9	32,0	80,0	41,0
Азербайджан	16,0	7,0	16,0	7,0
Армения	8,6	6,0	6,5	3,5
Киргизия	72,9	48,0	99,2	55,2
Узбекистан	27,4	11,0	27,4	15,0
Таджикистан	143,6	85,0		263,5
Туркменистан	4,8	1,7	4,8	1,7
Казахстан	61,9	27,0	62,0	28,5

Как видно из табл.2, экономический потенциал Грузии вырос на 28%, Киргизии — на 15%, Узбекистана на — 36%, потенциал Армении уменьшился на 46%. Наибольшее

удивление вызывает изменение оценки экономического потенциала рек Таджикистана, новое значение которого, как указывалось выше, втрое больше определенного в [2].

Предоставленные странами и опубликованные в [3] современные оценки потенциала малых ГЭС (к сожалению, неполные), и данные о его сегодняшнем и предполагаемом освоении приведены в табл. 3.

Говоря о надежности оценки гидроэнергетического потенциала МГЭС, следует напомнить, что единой (согласованной странами) методики его определения нет, а индивидуальные подходы специалистов разных стран и разных проектных бюро, выполняющих расчеты по определению гидроэнергетического потенциала, неизвестны. Иллюстрацией этого могут служить данные табл. 4.

Более чем поучительным примером освоения гидроэнергетического потенциала малых ГЭС является КНР, где за последние 30 лет (1980 – 2010 гг.) выработка электроэнергии на МГЭС выросла в 8 раз и достигла 185 ТВтч, что составляет около 25% суммарной энергоотдачи средних и крупных ГЭС. При этом следует учитывать как более выравненный, чем на реках России и некоторых стран СНГ, в течение года режим речного стока, так и государственную поддержку: 50% строительства МГЭС финансируется правительством [4].

Наиболее амбициозные планы развития малой гидроэнергетики декларируются Россией и Таджикистаном. Более подробные сведения об этих планах и суждения об их осуществимости приведены ниже.

### О строительстве МГЭС в России

В последние десять, или несколько более, лет в программах, планах, генеральных схемах и стратегиях развития гидроэнергетики Рос-

Таблица 3

Страна	Потенциал МГЭС, МВт/ГВт.ч	Существующие			Строящиеся			Планируемые		
		Число	N <sub>уст.</sub> , МВт	Э, ГВт.ч	Число	N <sub>уст.</sub> , МВт	Э, ГВт.ч	Число	N <sub>уст.</sub> , МВт	Э, ГВт.ч
Россия	350000									
Украина	2900	52	148	362						
Грузия	7800	37	76	178				55	389	900
Азербайджан	5000		42					61	350	
Армения	833	82	102	330						
Киргизия		10	41					8	148	
Узбекистан	1357	24	220	1150	4	50	192	15	438	1357
Таджикистан <sup>1</sup>										
Туркменистан		1	1,2	3,0						
Казахстан	6000	13	42	170						

Таблица 4

Страна	Гидроэнергетический потенциал, ГВт.ч			
	Крупные и средние ГЭС		Малые ГЭС	
	Технический потенциал	Экономический потенциал	ГВт.ч	Доля от экономического, %
КНР	2474000	1753000	400000	22,8
Норвегия	300000	2060000	22000	10,6
Турция	216000	180000	4810	2,7
Япония	140000	115000 <sup>1</sup>	2684	2,3
Грузия	80000	41000	7800	190
Испания	61000	37000	7500	20,3
Таджикистан		263500	60000	22,7

сии фигурируют довольно значительные мощности малых ГЭС, которые предполагается ввести в эксплуатацию в ближайшие 10 – 20 лет.

Так, в «Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.» предусмотрен ввод на МГЭС 50 МВт за 2010 – 2015 гг. и 320 МВт за 2021 – 2025 гг., т.е. 370 МВт за ближайшие 13 лет, а в «Сценарных условиях развития электроэнергетики на период до 2030 г.» — 74 МВт за 2010 – 2015 гг., 331 МВт за 2016 – 2020 гг. и 465 МВт за 2021 – 2025 гг. или в сумме 87 МВт.

Последняя (2012 г.) программа ОАО «РусГидро» предусматривает строительство МГЭС, суммарная установленная мощность которых должна составить 250 МВт к 2017 г. и 900 МВт — к 2025 г.

Из анализа настоящего положения дел следует, что ввод мощностей МГЭС в лучшем случае составит несколько МВт в 2015 г. и несколько десятков МВт к 2020 г., поскольку относительно массовое строительство микро и МГЭС намечается и ведется на Северном Кавказе, Башкирии и Дальнем Востоке, и суммарные мощности этих МГЭС весьма невелики.

Такой результат априори являлся очевидным, ведь, несмотря на то, что в России (как это было и в СССР) к малым ГЭС относятся все гидроэлектростанции, установленная мощность которых менее 30 МВт, реальные мощности большей части МГЭС составляют от нескольких сот киловатт до 10 МВт. Напомним, что средняя установленная мощность 5600 малых сельских ГЭС СССР не достигала 100 кВт, а МГЭС Минэнерго была менее 5 МВт. К этой цифре близка и средняя установленная мощность 250 МГЭС, отобранных в упомянутом выше ТЭДе 1986 г.

Таким образом, для ввода в эксплуатацию МГЭС суммарной установленной мощностью 74 МВт, что предполагалось осуществить за 5

лет, а теперь (в конце 2012 г.) уже за 3 года, или 330 МВт за 5 последующих лет, требуется построить сначала 15, а затем 66 малых установок, а по программе ОАО «РусГидро» нужно ввести за 13 лет 180 МГЭС.

Совершенно очевидно, что для подобных темпов строительства МГЭС, требуются, помимо наличия проектной документации и хотя бы поверхностного экономического обоснования эффективности каждой из десятков планируемых МГЭС, квалифицированных строительных организаций и мощных заводов-производителей турбин и генераторов. Ссылка на то, что оборудование для МГЭС успешно производят чешские и австрийские заводы, не подтверждена данными о цене этого оборудования или о готовности зарубежных партнеров к производству нужного количества малых гидроагрегатов в широком диапазоне единичной мощности и расчетного напора.

Однако главными противопоказаниями для строительства МГЭС в указанном выше (да и в любом) количестве являются их объективные дефекты, связанные с природными условиями подавляющей части территории России. Так, расходы воды малых рек в зимние месяцы, когда потребность в электроэнергии особенно велика, падают до 10 и менее процентов среднего годового расхода, а создание водохранилища с регулирующим объемом более 10% годового объема стока в подавляющем числе случаев не представляется возможным.

Эти обстоятельства определяют следующие условия целесообразности строительства МГЭС: наличие изолированных энергопотребителей, удаленных от линий электропередач, желающих не предотвратить, а хотя бы сократить затраты (поскольку зимой они неизбежны), это — затраты на приобретение и доставку мазута или других видов топлива для производства электроэнергии на месте.

Представляется крайне желательным для включения малой ГЭС в государственную или ведомственную (например, ОАО «РусГидро») программы строительства иметь заявку (подтверждение) администрации субъекта Федерации на поставку той или иной мощности (количества электроэнергии) и согласие соответствующей энергосистемы принять и оплатить избыточную выработку электроэнергии в весенние месяцы.

#### О планах развития гидроэнергетики Таджикистана

Особый интерес представляют данные об экономическом гидроэнергетическом потенциале Таджикистана; этот интерес относится как к средним и крупным ГЭС, так и к МГЭС, потенциал которых, названный промышленным, составляет 23% экономического потенциала, по нашему мнению, чрезвычайно завышенного.

Суждение автора настоящей статьи относительно оценки экономического потенциала, предоставляемой таджикскими энергетиками в последнее десятилетие и втрое превосходящей ее значение, приведенное в [2], опубликовано в [5]. Приведенный ниже анализ изученности вопроса о перспективах освоения потенциала МГЭС Таджикистана основан на подробной и сравнительно недавней статье Г.Н. Петрова и Х.М. Ахметова [6].

В этой статье представлены подробные сведения о перспективных МГЭС в 14 районах Таджикистана, полученные в «Схемах использования гидроэнергетических ресурсов малых водотоков, разработанных в 1989 – 1995 гг.». В этих работах суммарный потенциал МГЭС оценивается равным 184,5 ТВт.ч (УН=21000 МВт), технический — 60 ТВт.ч при сумме установленных мощностей 6800 МВт, что соответствует 8800 ч использования установленной мощности МГЭС.

Здесь же приведены данные о национальной программе строительства МГЭС, представленные в табл. 5, и указывается, что согласно всем проектам МГЭС в Таджикистане удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности составляют около 2500 долл. США.

В приведенной таблице вызывает удивление очень низкая стоимость строительства МГЭС: 1000 долл. на кВт первых 30 000 МВт и около 2000 долл. на строительство 47500 МВт в более отдаленной перспективе, что не соответствует указанной выше более правдоподобной цифре 2500 долл. в США на 1 кВт.

Следует заметить, что в классической монографии [2] технический потенциал МГЭС Таджикистана был определен равным 14 ТВт.ч, а в упомянутом выше ТЭДе 1986 г. суммарная энергоотдача рекомендуемых к строительству МГЭС Таджикистана составила 5,5 ТВт.ч, в том числе 2,0 ТВт.ч в Горно-Бадахшанской области. Представляется, что эти показатели являются пределом развития малой энергетики Таджикистана в обозримом будущем.

#### Некоторые выводы

1. Гидроэнергетикам России, стран СНГ и, возможно, дальнего зарубежья следовало бы выработать согласованные подходы к оценке гидроэнергетического потенциала малых, и не только малых, ГЭС и уточнить значения валового, технического и экономического потенциала с использованием единой методики (или нескольких конкурирующих).

2. Национальные специалисты, разрабатывающие программы и планы развития малой гидроэнергетики в своих странах, должны руководствоваться опытом малого гидроэнергетического строительства за последние два десятилетия, а также соображениями о реальных возможностях государств, в ближайшей и обозримой перспективе

Таблица 5

Программа	Установленная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, ГВт.ч	Число часов использования установленной мощности	Стоимость строительства, тыс. долл. США	Удельные затраты за 1 кВт установленной мощности, долл. США
Краткосрочная	9,562	53262	5570	11800	1230
Среднесрочная	22,460	104260	4640	20650	920
Долгосрочная	47,556	321689	6760	92650	1950
Всего:	79,578	479211			

**Ключевые слова:** малые ГЭС, гидротехнический потенциал МГЭС, экономический и технический потенциалы, страны СНГ

ЛИТЕРАТУРА

1. Малая гидроэнергетика. – М: Энергоатомиздат, 1989.
2. Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы. – М.: Наука, 1967.
3. World Atlas & Industry Guide «Hydropower & Dams», 2003, 2009, 2011.
4. Асарин А.Е., Радченко В.Г. Строительство малых ГЭС в КНР // Гидротехническое строительство, 2005. – № 4.
5. Асарин А.Е. Гидроэнергетический потенциал стран СНГ и проблемы его освоения. Пятая гидроэнергетическая конференция. – Санкт-Петербург, октябрь 2011.
6. Петров Г.Н., Ахмедов Х.М. Малая гидроэнергетика Таджикистана // Гидротехническое строительство, 2010. – №12.

**ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ  
ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
В БАЗОВОМ И ПОЛУПИКОВОМ РЕЖИМЕ**

*Николаев В.Г., д. т. н., Ганага С.В., к. т. н., НТЦ «Атмограф»*

В общем виде рассмотрена задача об энергетической и экономической эффективности введения в базовые и полупиковые мощности энергосистем новых электрогенерирующих мощностей традиционных тепловых электростанций (ТЭС) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) разного типа в различных количественных соотношениях. Показано, что использование ВИЭ позволяет снизить себестоимость производства электроэнергии за счет экономии дорогостоящего топлива. Получены оптимальные для такого снижения соотношения использования ТЭС и ВИЭ.

Одним из барьеров на пути широкомасштабного использования ВИЭ в России является недостаточная ясность об их влиянии на технико-экономические показатели производства электроэнергии в генерирующих компаниях, регионах и стране в целом. Данная работа посвящена моделированию и количественным оценкам энергетических и экономических эффектов использования ВИЭ в централизованной системе электроснабжения.

Авторами в общем виде рассмотрена задача о вводе и использовании для выработки электроэнергии новых (в дополнение к существующим) базовых электрогенерирующих мощностей суммарной располагаемой мощности  $Q$  (для определенности  $Q = 100$  МВт), обеспечиваемой тремя источниками.

Во-первых, ТЭС с известными технико-экономическими показателями с долей  $\varepsilon$  от 100% до 0% от вводимой располагаемой мощности  $Q$ ).

Во-вторых, электростанциями на базе ВИЭ (возможно разного типа в заданной комбина-

ции) суммарной номинальной мощности, равной  $(1 - \varepsilon) \cdot Q$  (во избежание превышения располагаемой мощности базовых станций при минимумах потребления), имеющими среднюю за год располагаемую мощность  $P_{\text{ВИЭ}} = K_{\text{ИУМ ВИЭ}} \cdot P_{\text{ВИЭ}}^N$ , где  $K_{\text{ИУМ ВИЭ}}$  — среднегодовой коэффициент использования номинальной мощности ВИЭ —  $P_{\text{ВИЭ}}^N$ .

В отличие от базовых ТЭС, работающих с заданной располагаемой мощностью с постоянным  $K_{\text{ИУМ}} \approx 50 - 55\%$ , ВИЭ, например, ветровые (ВЭС) или солнечные (СЭС) электрические станции, являются энергоисточниками нестабильной во времени мощности, и при их использовании в качестве составляющей базовой мощности требуются резервные ТЭС на случай энергетических штилей (в отсутствие ветра или солнца) и при  $P_{\text{ВИЭ}} < P_{\text{ВИЭ}}^N$ . Ввиду возможных труднопрогнозируемых короткопериодных вариаций мощности ВИЭ, для необходимой гарантированной в случае базовой генерации выдачи в сеть располагаемой мощности, в соответствии с подходом авторов под ВИЭ, должны быть зарезервированы полупиковые ТЭС располагаемой мощности  $P_{\text{ТЭС}}^P = P_{\text{ВИЭ}}^N$ , находящиеся либо в дополняющем мгновенную мощность ВИЭ работающем состоянии, либо в ждущем «горячем» режиме, потребляя при этом топливо (газ, уголь и пр.) с заданными для этих режимов расходами. Соотношение располагаемых мощностей ВИЭ и резервируемых под них ТЭС, с одной стороны, и соотношение продолжительности периодов работы ВИЭ и ТЭС, а также их пребывания соответственно в нерабочем и резервном состоянии, определяют энер-

гетическую и экономическую эффективность совместной выработки ими электроэнергии. Влияние возможных и установление оптимальных указанных соотношений является объектом данного исследования.

Описанный выше дополнительный для ВИЭ резерв ТЭС является третьей составляющей вводимой располагаемой мощности  $Q$ . Чаще всего он обеспечивается переводом в полупиковые соответствующей части малоэффективных («старых») базовых ТЭС, заменяемых «новыми» экономичными ТЭС с малым расходом топлива в сравнении со «старыми».

Отметим, что при малой доли ВИЭ, вводимых в базовую мощность, наращивание дополнительного постоянного резервирования под ВИЭ при  $P_{\text{ВИЭ}} < P_{\text{ВИЭ}}^N$  может оказаться необязательным, поскольку недостаток мощности ВИЭ может быть покрыт уже существующими полупиковыми ТЭС, работающими часто в недогруженном режиме с повышенным расходом топлива. В этом случае повышение их мощности способствует их переводу в оптимальный режим выработки электроэнергии с соответствующей экономией топлива.

С учетом приведенного замечания решение задачи в принятой постановке позволяет оценить максимально возможное негативное влияние ВИЭ на итоговые экономические показатели производства электроэнергии при их работе в централизованной энергосети в базовом режиме совместно с ТЭС.

Предусмотрена возможность моделирования вариантов использования вводимой мощности  $Q$  как для замены «старых» ТЭС, так и для наращивания существующих базовых мощностей. Алгоритмически это реализовано введением в расчеты параметра  $\nu$ , определяющего суммарную долю ВИЭ и «новых» высокоэффективных ТЭС в вводимой мощности  $Q$ , идущей на замену базовых «старых» ТЭС, доля которых  $\omega$ , исчисляемая из соображений необходимости дополнительного резервирования для вводимых ТЭС и ВИЭ, переводится в полупиковые ТЭС, а доля  $(1 - \omega)$  избыточных для резервирования ТЭС консервируется или демонтируется.

Доля  $(1 - \beta)\%$  вводимой мощности  $Q$  идет на увеличение суммарной мощности базовых электростанций. Предусмотрен дополнительный резерв ТЭС в случае, если рост располагаемой мощности базовых электростанций

требует заданного дополнительного роста мощности полупиковых ТЭС.

Согласно методическим расчетам, технико-экономические показатели выработки электроэнергии на ТЭС и ВИЭ определяют факторы, данные в табл. 1.

Сформулированная задача является многопараметрической (с числом определяющих параметров до 15 и нескольких тысяч возможных расчетных вариантов для каждого вида ВИЭ) и решается численно по специально разработанной авторами программе для ПЭВМ.

Принципиальной составляющей и связанной с ней алгоритмической спецификой программы является блок определения мощностей резервных ТЭС для ВИЭ. Ввиду упомянутой выше временной нестабильности, выдачи мощности ряда ВИЭ (СЭС, ВЭС) при их вводимой суммарной номинальной мощности  $P_{\text{ВИЭ}}^N$ , работающих с известным среднегодовым  $K_{\text{ИУМ}}$ , годовая выработка электроэнергии резервируемых под них ТЭС определяется уравнением:

$$\int_0^T P_{\text{ТЭС}}^P(t) \cdot dt = \int_0^T (P_{\text{ВИЭ}}^N - P_{\text{ВИЭ}}(t)) \cdot dt =$$

$$8760 \cdot (P_{\text{ВИЭ}}^N - \int_0^\infty P_{\text{ВИЭ}}(V) \cdot G(V) \cdot d(V) =$$

$$P_{\text{ВИЭ}}^N \cdot (100 - K_{\text{ИУМ}}), \quad (1)$$

где  $P_{\text{ВИЭ}}(V)$  — рабочая характеристика ВЭС,  $G(V)$  — функция плотности вероятности распределения скорости ветра, определяемая по методике [1].

Согласно (1), для такой выработки требуются резервные ТЭС располагаемой мощности  $P_{\text{ТЭС.1}}^P = P_{\text{ВИЭ}}^N \cdot (100 - K_{\text{ИУМ}})$ , а располагаемая мощность ТЭС, резервируемых для ВИЭ, равная  $P_{\text{ТЭС.2}}^P = P_{\text{ВИЭ}}^N \cdot K_{\text{ИУМ}}$ , частично дополняет располагаемую мощность ВИЭ при  $P_{\text{ВИЭ}}(t) < P_{\text{ВИЭ}}^N \cdot K_{\text{ИУМ}}$  или является дополнительным резервом для всей энергосистемы при  $P_{\text{ВИЭ}}(t) \geq P_{\text{ВИЭ}}^N \cdot K_{\text{ИУМ}}$  с вероятностью, определяемой для каждого вида ВИЭ с учетом функции распределения соответствующего ВИЭ ресурса.

Соотношение располагаемых мощностей ВИЭ и резервируемых под них ТЭС с учетом годовых и суточных графиков мощности ВИЭ, а также пребывания ВИЭ и ТЭС соответственно в нерабочем и резервном состоянии определяют энергетическую и экономическую эффективность совместной выработки ими электроэнергии. Исследование возможных и установление

Таблица 1

Исследованные факторы технико-экономических показателей совместной выработки электроэнергии на ТЭС и ВИЭ

Фактор	Обозначение	Единица измерения	Диапазон изменения
Вводимая располагаемая базовая мощность ТЭС и ВИЭ	$Q$	МВт	$0 - \infty$
Доля ТЭС/ВИЭ во вводимой базовой мощности $Q$	$\varepsilon / (1 - \varepsilon)$	%	0 – 100
Располагаемая мощность вводимых ТЭС/ВИЭ	$P_{ТЭС}^P / P_{ВИЭ}^P$	МВт	1 – 300
Суммарная доля ВИЭ и «новых» ТЭС в мощности $Q$ , идущая на замену/ наращивание базовых «старых» ТЭС	$\beta / (1 - \beta)$	%	0 – 100
Доля заменяемых базовых ТЭС, переводимых в полупиковые/ демонтируемые	$\omega / (1 - \omega)$	%	0 – 100
Коэффициент использования номинальной мощности базовых/ полупиковых ТЭС	$K_{ИУМ\ ТЭС}$	%	35 – 60
Коэффициент использования номинальной мощности ВИЭ	$K_{ИУМ\ ВИЭ}$	%	15 – 40
Коэффициент использования номинальной мощности базовых/ полупиковых ТЭС	$K_{ИУМ\ ТЭС}$	%	35 – 60
Номинальная мощность вводимых ТЭС/ВИЭ	$P_{ТЭС}^N / P_{ВИЭ}^N$	МВт	1 – 300
Удельные кап. затраты на ТЭС/ВИЭ на 1 МВт номинала	$K_{Зуд}$	тыс. долл./МВт	
Удельные эксплуатационные затраты на ЭС, долл./МВт·ч	$\varepsilon_{Зуд}$	долл./МВт·ч	
Ресурс ТЭС/ВИЭ	$\tau_{ТЭС} / \tau_{ВИЭ}$	лет	20
Удельное потребление топлива на ТЭС	$q$	кг/МВт·ч	170 – 340
Расход/ замещение на электростанциях ТЭС/ВИЭ	$Q$	тыс. т/год	
Закупочная цена электроэнергии ТЭС/ВИЭ	$C_{ЭлЭн}$	долл./МВт·ч	44 / 44
Закупочная цена мощности ТЭС/ВИЭ за год	$C_{Рэс}$	тыс. долл./МВт	6 – 50
Цена топлива (газа) для ТЭС в 2014 г.	$C_{ГАЗА}$	долл./т	250
Себестоимость электроэнергии ТЭС/ВИЭ	$C_{ЭлЭн\ Эс}$	долл./МВт·ч	
Суммарные доходы ТЭС/ВИЭ за 20 лет	$D_{ТЭС} / D_{ВИЭ}$	млн. долл.	

оптимальных указанных соотношений является целью данного исследования.

Себестоимость и доходы от продаж электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС и ВИЭ, определяются как средние за принятый ресурс ТЭС и ВЭС по суммарным затратам и выручкам за электроэнергию с заданным дисконтом и с учетом возможных сценариев роста за ресурс затрат на эксплуатацию и топливо для ТЭС.

Ниже приведены результаты параметрических расчетов и численного сравнительного анализа возможных вариантов совместной выработки на ТЭС на газе и ветроэлектрических станциях (ВЭС). Результаты получены для равного нулю дисконта в долларах США и предположении переменных за равные ресурсы ТЭС и ВИЭ (20 лет) эксплуатационных затрат, пропорциональных выработке электроэнергии (33 долл. США/кВт·ч, включая цену топлива для ТЭС и зарплату персонала). Это примерно соответствует росту затрат с годами пропорционально инфляции. Цена газа для ТЭС принята равной 250 долл. США/т, прогнозируемой на 2014 г. (предполагаемый ближайший год ввода ВЭС).

Расчеты проведены для ВЭС суммарной установленной мощности от 0 до 99,2 МВт на

базе ВЭУ SWT-93 номинальной мощности 2300 кВт с диаметром ветроколеса  $D_{ВК}$  93 м и высотой башни — 100 м, серийно производимой компанией Siemens SWT-2.3-93.

Рабочая характеристика ВЭУ  $P(V)$  приведена на рис. 1. Расстояние между ВЭУ принято равным  $10 D_{ВК}$  при энергетически оптимальной расстановке ВЭУ в узлах треугольной равносторонней сетки.  $K_{ИУМ}$  ВЭУ рассчитан по методике НИЦ «Атмограф» [2] для функции плотности вероятности распределения скоростей ветра  $G_{Год...}(V)$  [1], типичной для условий русской равнины (рис. 1).

Вероятность превышения располагаемой мощности резервных ТЭС, дополняющих мощность «новых» базовых ВЭУ до уровня  $P_+ = P_{ВЭС}^N \cdot K_{ИУМ}^T$ , определяется регрессионным соотношением, полученным статистическим моделированием:

$$f_+ = -0,643 \cdot K_{ИУМ}^T + 87,4.$$

Результаты анализа зависимости технико-экономических показателей совместной выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС от соотношения их мощностей (при изменении параметра  $\varepsilon$  от 0 до 100 %) даны на рис. 2.

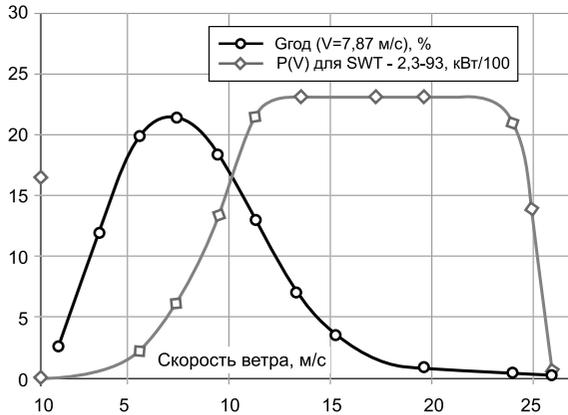


Рис. 1. Рабочая характеристика  $P(V)$  ВЭУ SWT-2.3-93 и  $G_{\text{год}}(V)$  — функция плотности вероятности распределения скорости ветра

Основной задачей использования ВЭС является экономия дорогого органического топлива (газа), расход и стоимость которого на ТЭС уменьшается с ростом доли ВЭС (1-  $\epsilon$ ) в суммарной мощности генерации электроэнергии. За счет уменьшения расхода топлива себестоимость электроэнергии при ее производстве на ТЭС и ВЭС, согласно рис. 2, мо-

жет быть уменьшена со 100 до 95 долл. США/МВт·ч ( $\approx$  на 5%) с ростом доли ВЭС.

Зависимость технико-экономических показателей совместной выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС от энергетической эффективности ВЭС (коэффициента  $K_{\text{иум ВЭС}}$ ) приведена на рис. 3. С изменением  $K_{\text{иум ВЭС}}$  с 20 до 37 % себестоимость электроэнергии ВЭС падает примерно с 90 до 64 долл. США/МВт·ч (себестоимости электроэнергии ТЭС  $\approx$  10 долл. США/МВт·ч), несколько (на 2 – 3%) уменьшая при этом общую себестоимость электроэнергии. Расход газа на ТЭС при этом снижается примерно на 7%.

Технико-экономические показатели выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС, согласно проведенному анализу, существенно зависят от параметра  $\beta$ , определяющего отношение заменяемых и наращиваемых мощностей (рис. 4).

С изменением  $\beta$  от 0 (вся вводимая мощность идет на наращивание базовой мощности) до 100 % (вся вводимая мощность идет на замену старой генерации) себестоимость электроэнергии уменьшается с 120 до

Характеристики электростанций	Доля мощности ТЭС $\epsilon$ , %					
	100	80	60	40	20	0
Капзатраты на ВИЭ, млн. долл.	0,0	40,0	80,0	120	160	200
Затраты на эксплуатацию ВИЭ, млн. долл.	0,0	34,7	69,4	104	139	173
Капзатраты на ТЭС, млн. долл.	334	256	198	236	274	312
Затраты на эксплуатацию ТЭС, млн. долл.	643	619	595	571	547	523
Расход газа на ТЭС, млн. т	3,83	3,57	3,32	3,07	2,81	2,56
Стоимость топлива, млн. долл.	956	893	830	767	703	640
ИТОГО за 20 лет, млн. долл.	1934	1843	1772	1797	1822	1847
Себестоимость электроэнергии, долл./МВт·ч	99,7	96,3	93,8	95,1	96,4	97,7

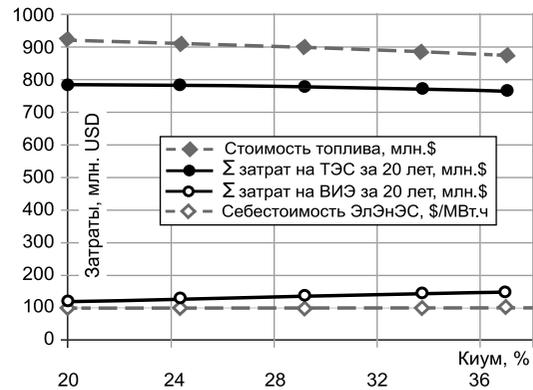


Рис. 2. Зависимость технико-экономических показателей совместной выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС от параметра  $\epsilon$  при резерве для базовых ТЭС 45%;  $\beta = 75\%$ ;  $K_{\text{иум ВИЭ}}^T = 30\%$

Характеристики электростанций	$K_{\text{иум ВИЭ}}$ , %				
	20,0	25,0	30,0	33,5	37,0
Капзатраты на ВИЭ, млн. долл.	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Затраты на эксплуатацию ВИЭ, млн. долл.	34,7	43,4	52,0	60,7	69,4
Капзатраты на ТЭС, млн. долл.	236	236	236	235	235
Затраты на эксплуатацию ТЭС, млн. долл.	551	544	537	529	522
Расход газа на ТЭС, млн. т	3,65	3,59	3,53	3,47	3,41
Стоимость топлива, млн. долл.	911	898	883	868	853
ИТОГО за 20 лет, млн. долл.	1793	1781	1768	1754	1739
Себестоимость электроэнергии, долл./МВт·ч	100,6	99,8	99,1	98,3	97,4

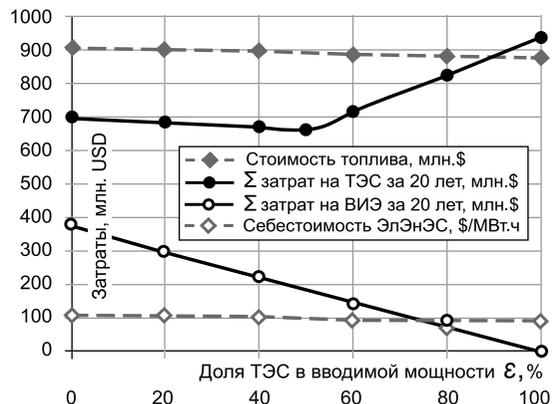


Рис. 3. Зависимость технико-экономических показателей совместной выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС от параметра  $K_{\text{иум ВЭС}}$  при резерве для базовых ТЭС 45%;  $\beta = 100\%$ ;  $\epsilon = 70\%$

Капзатраты на ВИЭ, млн. долл.	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Затраты на эксплуатацию ВИЭ, млн. долл.	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
Капзатраты на ТЭС, млн. долл.	412	335	258	215	236
Затраты на эксплуатацию ТЭС, млн. долл.	827	754	682	609	537
Расход газа на ТЭС, млн. т	5,94	5,34	4,74	4,13	3,53
Стоимость топлива, млн. долл.	1485	1334	1184	1033	883
ИТОГО за 20 лет, млн. долл.	2835	2535	2236	1970	1768
Себестоимость электроэнергии, долл./МВт·ч	119,9	114,6	108,6	103,0	99,1

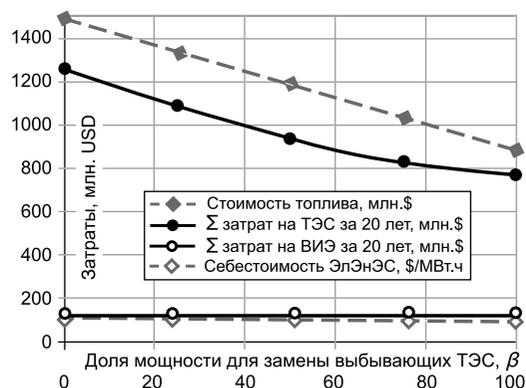


Рис. 4. Зависимость технико-экономических показателей совместной выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС от параметра  $\beta$  при резерве для базовых ТЭС 45%;  $\varepsilon = 70\%$ ;  $K_{\text{иум ВИЭ}} = 30\%$

99 долл. США/МВт·ч. Расход газа при этом снижается примерно на 40 %.

Технико-экономические показатели выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС весьма существенно зависят от объемов требуемых мощностей полупиковых ТЭС при наращивании базовых мощностей энергосистемы (см. рис. 5).

С изменением доли необходимого резерва полупиковых ТЭС от 0 (необходимость тако-

го резерва отсутствует) до 60 % себестоимость электроэнергии растет с 99 до 104 долл. США/МВт·ч при росте потребления газа  $\approx$  на 8%.

Существенное влияние на технико-экономические показатели выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС оказывает, как видно из рис. 6, расход топлива на резервных ТЭС, переведенных из базовых в полупиковые.

Согласно расчетам с уменьшением расхода газа на резервных полупиковых ТЭС от 360 до

Характеристики электростанций	Резерв для ТЭС, %				
	0	15	30	45	60
Капзатраты на ВИЭ, млн. долл.	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Затраты на эксплуатацию ВИЭ, млн. долл.	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
Капзатраты на ТЭС, млн. долл.	222	220	218	216	214
Затраты на эксплуатацию ТЭС, млн. долл.	537	559	580	602	624
Расход топлива на ТЭС, млн. т	3,53	3,71	3,89	4,07	4,25
Стоимость топлива, млн. долл.	883	928	973	1018	1064
ИТОГО за 20 лет, млн. долл.	1754	1818	1883	1948	2013
Себестоимость электроэнергии, долл./МВт·ч	99,1	100,3	101,5	102,6	103,7

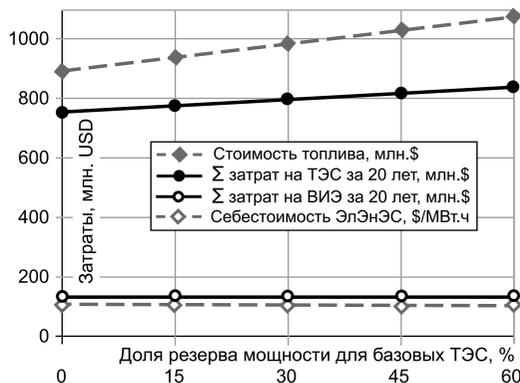


Рис. 5. Зависимость технико-экономических показателей совместной выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС от полупикового резерва для базовых ТЭС при  $\varepsilon = 7\%$ ;  $K_{\text{иум ВИЭ}} = 30\%$  и  $\beta = 75\%$

Характеристики электростанций	Расход газа на ТЭС, кг/МВт·ч				
	200	240	280	320	360
Капзатраты на ВИЭ, млн. долл.	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Затраты на эксплуатацию ВИЭ, млн. долл.	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0
Капзатраты на ТЭС, млн. долл.	216	216	216	216	216
Затраты на эксплуатацию ТЭС, млн. долл.	602	602	602	602	602
Расход газа на ТЭС, млн. т	3,42	3,61	3,81	4,00	4,19
Стоимость топлива, млн. долл.	855	904	952	1000	1049
ИТОГО за 20 лет, млн. долл.	1785	1833	1882	1930	1979
Себестоимость электроэнергии, долл./МВт·ч	94,0	96,5	99,1	101,7	104,2

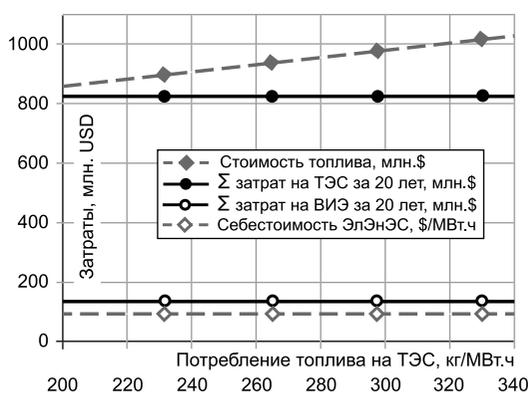


Рис. 6. Зависимость показателей совместной выработки электроэнергии на ТЭС и ВЭС от расхода газа на резервных ТЭС при резерве базовых ТЭС 45%;  $\beta = 75\%$ ;  $\varepsilon = 70\%$ ;  $K_{\text{иум ВИЭ}} = 30\%$

200 кг/МВт·ч себестоимость электроэнергии, совместно вырабатываемой на ТЭС и ВЭС, уменьшается с 104 до 94 долл. США/МВт·ч при уменьшении потребления газа примерно на 18%.

Полученные в ходе методических расчетов данные и представления позволяют выделить диапазоны мощностей ТЭС и ВЭС, эффективно дополняющих друг друга. В табл. 2 приведены (выделенным шрифтом) расчетные результаты

выявления оптимальных диапазонов использования ВЭС совместно с ТЭС, полученные для определенных выше технико-экономических параметров (с долей мощности ТЭС  $\varepsilon$  и долей замены базовых ТЭС  $\beta$ ). Критерием оптимальности принято условие, при котором себестоимость электроэнергии, совместно вырабатываемой ВЭС и ТЭС, минимальна и не превышает таковую, полученную с использованием одних только ТЭС.

Таблица 2

Расчетные значения себестоимости электроэнергии при ее совместной выработке на ТЭС и ВЭС

$K_{иум}, \%$	$\beta = 100 \%$									$\beta = 70 \%$						$\beta = 40\%$		
	Доля ВЭС (1 - $\varepsilon$ ), %									(1 - $\varepsilon$ ), %						(1 - $\varepsilon$ ), %		
	0	10	20	30	40	50	60	70	0	10	20	30	40	50	0	10	20	
25	<b>99,0</b>	99,3	99,7	100,1	100,4	100,8	103,8	107	<b>103,3</b>	103,6	104,0	104,3	106,1	108	<b>107,0</b>	107,4	109	
30	<b>99,0</b>	99,1	99,2	99,3	99,4	99,5	102,2	105	<b>103,3</b>	103,4	103,5	103,6	105,1	107	<b>107,0</b>	107,2	109	
31	<b>99,0</b>	<b>99,0</b>	99,1	99,1	99,2	99,2	101,9	105	<b>103,3</b>	103,4	103,4	103,4	104,9	107	<b>107,0</b>	107,1	109	
32	<b>99,0</b>	<b>99,0</b>	<b>99,0</b>	<b>99,0</b>	<b>99,0</b>	99,1	101,5	104	<b>103,3</b>	<b>103,3</b>	<b>103,3</b>	<b>103,3</b>	104,7	106	<b>107,0</b>	107,1	109	
34	<b>99,0</b>	<b>98,9</b>	<b>98,8</b>	<b>98,6</b>	<b>98,5</b>	<b>98,4</b>	100,8	103	<b>103,3</b>	<b>103,2</b>	<b>103,1</b>	<b>103,0</b>	104,3	106	<b>107,0</b>	<b>107,0</b>	108	
36	<b>99,0</b>	<b>98,8</b>	<b>98,5</b>	<b>98,3</b>	<b>98,1</b>	<b>97,9</b>	100,1	102	<b>103,3</b>	<b>103,1</b>	<b>102,9</b>	<b>102,7</b>	103,9	106	<b>107,0</b>	<b>106,9</b>	108	
38	<b>99,0</b>	<b>98,6</b>	<b>98,3</b>	<b>98,0</b>	<b>97,6</b>	<b>97,3</b>	99,4	102	<b>103,3</b>	<b>103,0</b>	<b>102,7</b>	<b>102,4</b>	103,4	105	<b>107,0</b>	<b>106,8</b>	108	
40	<b>99,0</b>	<b>98,5</b>	<b>98,1</b>	<b>97,6</b>	<b>97,2</b>	<b>96,7</b>	<b>98,7</b>	101	<b>103,3</b>	<b>102,9</b>	<b>102,5</b>	<b>102,1</b>	<b>103,0</b>	105	<b>107,0</b>	<b>106,7</b>	107	

Согласно расчетам, эффективное, не приводящее к росту себестоимости электроэнергии использование ВЭС совместно с ТЭС возможно преимущественно для замены выбывающих базовых мощностей ТЭС и ограниченной доле мощности ВЭС (при больших значениях параметров  $\beta > 50\%$  и  $\varepsilon > 50\%$ ). Ограниченные ветровыми ресурсами диапазоны использования ВЭС обусловлены реальными возможностями достижения на ВЭС высоких (> 30%) значений параметра  $K_{иум}$  и предельными значениями  $K_{иум} \approx 40\%$ .

Полученные результаты иллюстрируют изолинии минимально возможной себестоимости электроэнергии ВЭС и ТЭС (рис. 7), определяющие границы эффективности ВЭС с достаточно высокими значениями параметра  $K_{иум} > 31\%$  в ограниченных диапазонах.

Изменения значений параметров  $\beta$  и  $\varepsilon$  в > 50 – 60% и (1 -  $\varepsilon$ ) < 60%.

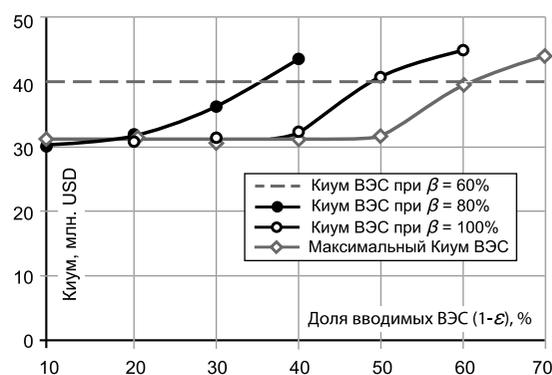


Рис. 7. Изолинии равной себестоимости электроэнергии, производимой на ВЭС и ТЭС

Полученные результаты могут представлять интерес для проектировщиков, диспетчеров и системных администраторов энергосистем, для руководителей регионального и федерального уровней при разработке и реализации стратегий, программ и планов энергоэффективности и ресурсосбережения, а также способствовать масштабному внедрению ВИЭ в России.

**Ключевые слова:** энергетическая эффективность, экономическая эффективность, тепловые электростанции, возобновляемые источники энергии, ветровые электростанции, электрогенерирующие мощности, резервируемые мощности

ЛИТЕРАТУРА

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

2. Николаев В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития и использования ветроэнергетики в России. – М.: Атмограф, 2011.

## К РАЗРАБОТКЕ КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

*Безруких П.П., д.т.н., председатель комитета ВИЭ РосСНПО, Грибков С.В., к.т.н., «ЦАГИ»,  
Николаев В.Г., д.т.н., Ганага С.В., к.т.н., НИЦ «Атмограф»*

Актуальность развития отечественной возобновляемой энергетики в целом и ветроэнергетики в частности обусловлена современными реалиями и тенденциями развития мирового и российского топливно-энергетического комплекса, бурным развитием в мире технологий производства энергии на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), пересмотром мировым сообществом идеологии энергообеспечения и принятием планов по снижению потребления органического топлива (на 50% к 2050 г. в целом по миру, и на 20% в странах ЕС к 2020 г.).

Распоряжением Правительства Российской Федерации № 512-р от 03.04.2013 г. утверждена разработанная Минэнерго Государственная программа РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики» (далее Программа). Показатели Программы соответствуют целевым индикаторам Концепции социально-экономического развития РФ до 2020 г. и Энергетической стратегии России до 2030 г. Целью Программы является надёжное обеспечение страны топливно-энергетическими ресурсами, повышение эффективности их использования, снижение антропогенного воздействия ТЭК на окружающую среду. Достижение этих целей предполагается обеспечить развитием энергосбережения и повышением энергетической эффективности; совершенствованием технологий добычи, транспортировки и увеличением глубины переработки углеводородного сырья; развитием использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и повышением экологической эффективности энергетики; содействием инновационному развитию ТЭК.

Программа включает подпрограмму «Развитие использования ВИЭ» (далее Подпрограмма), предполагающую строительство генерирующих объектов на основе ВИЭ; создание инфраструктурных условий и конкурентных преимуществ их использования, а также раз-

витие мер господдержки ВИЭ в субъектах РФ для обеспечения снижения антропогенной нагрузки на окружающую среду и негативного влияния на климат, а также сокращения зависимости российской энергетики от ископаемых видов топлива.

В 2009 г. на российских ВИЭ без ГЭС мощностью более 25 МВт выработано около 8,5 млрд. кВт·ч электроэнергии или 0,8% от ее производства в России. Низкие темпы использования ВИЭ в России объясняются Программой следующими факторами:

неконкурентоспособностью ВИЭ в существующей рыночной среде по сравнению с энергоисточниками на органическом топливе;

наличием барьеров институционального характера, отсутствием программ поддержки использования нетрадиционных видов ВИЭ;

отсутствием инфраструктуры, требуемой для обеспечения ускоренного развития ВИЭ, в том числе недостаточность уровня и качества научного обслуживания, низкий уровень технологического развития;

отсутствием нормативно-технического и методического регулирования, а также инженерных и программных средств, необходимых для проектирования, сооружения и эксплуатации генерирующих объектов на основе ВИЭ;

размещением большей части ресурсов нетрадиционных ВИЭ в труднодоступных районах со сложными климатическими условиями и малой плотностью населения.

В соответствии с Подпрограммой по ВИЭ определены следующие целевые показатели по вводу мощностей ВИЭ, доле производства ими электроэнергии в совокупном ее производстве в РФ и снижению выбросов парниковых газов (табл. 1).

Финансирование мероприятий, обеспечивающих конкурентоспособность ВИЭ по сравнению с источниками энергии, традиционно используемыми в ТЭК РФ, планируется осуществлять на условиях государственно-частного партнерства (см. табл. 1) с

Таблица 1

*Целевые показатели по вводу и использованию ВИЭ в России до 2020 г.*

Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ввод мощности ВИЭ, МВт	300 – 400	600 – 700	1100 – 1200	1350 – 1450	1900 – 2100	2500 – 3500	4600 – 5800	5900 – 6200
Доля выработки электроэнергии ВИЭ, %	1,1	1,3	1,5	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5
Сокращение выбросов CO <sub>2</sub> , млн. т	125	157	192	229	266	307	350	393
Объемы бюджетных ассигнований, млн. руб.	100	100	100	300	300	300	300	300

учетом поручения, содержащегося в Указе Президента РФ от 04.06. 2008 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики», предусматривающего бюджетные ассигнования, необходимые для поддержки и стимулирования проектов ВИЭ и экологически чистых производственных технологий.

Согласно тексту Подпрограммы, основными ее результатами должны являться:

увеличение производства электрической и тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии до 2,5 процентов к 2020 году;

снижение темпов роста потребления имеющихся ресурсов ископаемого топлива;

снижение темпов роста антропогенной нагрузки на окружающую среду и предотвращение изменений климата. Снижение выбросов CO<sub>2</sub> к 2020 г. на 393 млн т;

создание правовой и нормативно-технической базы в сфере использования ВИЭ;

отработка механизмов интеграции ВИЭ в энергетическую систему России.

Определенные Подпрограммой цели отличаются от установленных в принятой распоряжением Правительства РФ № 215-р от 22.02. 2008 г. Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2030 г., планировавшей к 2030 г. ввести ВИЭ установленной мощности 6,1 ГВт (2 % от суммарных энергетических мощностей страны), вырабатывающих 3,5% потребляемой в РФ электроэнергии. При этом установленная мощность ветроэлектрических станций (ВЭС) в 2020 г. планируется на уровне 3600 МВт при среднем коэффициенте использования установленной мощности ВЭС ( $K_{\text{иум}}$ ), равном 25 %.

Параллельно с подготовкой и принятием Программы в МинЭнерго и профильных министерствах и ведомствах согласно Распоряжению Правительства РФ № 1839-р от 04.10.2012 г. «Об утверждении комплекса

мер стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования ВИЭ», велась работа по разработке и принятию ряда нормативно-правовых актов, регулирующих поддержку ВИЭ в России, обеспечивающих выполнение Распоряжения Правительства РФ № 1-р от 08.01.2009 г. о доведении доли производства электроэнергии на ВИЭ к 2020 г. до 4,5 % (без ВЭС мощности более 25 МВт).

Напомним, что Распоряжение 1-р подразумевало суммарную установленную мощность ВЭС в России 7 ГВт к 2020 г. при годовой выработке электроэнергии на ВЭС около 17,5 млрд. кВт·ч со средним коэффициентом использования номинальной мощности ВЭС  $K_{\text{иум}}$  от 30% и выше.

Распоряжением №1839-р, предусмотрено внесение изменений в Распоряжение №1-р от 08.01.2009 в части дифференциации значений целевых показателей объема производства и потребления по каждому виду ВИЭ, определение механизмов поддержки производства электроэнергии объектами генерации ВИЭ в зонах централизованного и децентрализованного энергоснабжения, внесение изменений в приказ Минэнерго РФ № 607 от 17.12. 2010 г. «Об организации в Минэнерго РФ работы по формированию схемы размещения ВИЭ на территории РФ» в части совершенствования порядка включения в означенную в Приказе схему планируемых к строительству ВИЭ и ряд других важных «правил игры» для ВИЭ.

Однако темпы и качество исполнения Распоряжений Правительства РФ как № 1-р от 08.01. 2009 г., так и № 1839-р от 04.10. 2012 г. значительно отстают от запланированных и не соответствуют требуемому уровню проработки этой важной для страны задачи, что и привело как к нестыковке целевых долгосрочных показателей Программы, Стратегии и Распоряжений Правительства, так и к недо-

статочны обоснованным проектам последующих законодательных актов.

По мнению авторов, активно участвовавших в подготовке Распоряжения 1-р от 08.01.2009 г., причинами указанных недоработок и вялости процесса законотворчества в области ВИЭ в последние (начиная с 2009 г.) годы явились недопустимые в данном случае нерегулярность процесса, субъективизм при недостаточных компетентности и профессионализме разработчиков в инженерно-технической и энергетической областях, а также межведомственная разобщенность и отсутствие эффективных механизмов взаимодействия с научно-технической общественностью, производителями, поставщиками и потребителями энергии при обосновании, обсуждении и принятии разрабатываемых для ВИЭ долгосрочных планов и реализующей их правовой, технической и экономической базы.

Следствием этого явилась разработка недостаточно обоснованных проектов законодательных документов и даже скоропалительное принятие на правительственном уровне ряда из них второстепенной важности. При этом разработка наиболее важных законодательных актов, определяющих судьбу отрасли ВИЭ в России (стимулирующих производство ВИЭ, определяющих их экономику и правила присоединения к сетям), оказалась в кильватере процесса.

Так, 15 апреля 2013 г. (после принятия Программы) на совещании у премьер-министра вице-премьер А. Дворкович доложил о готовности к подписанию проекта Постановления Правительства РФ, направленного на поддержку инвестиций в развитие солнечной, ветряной и малой гидрогенерации. Проект предписывает механизм возврата инвестиций в ВИЭ в течение 15 лет примерно с 14%-ной доходностью по заключенным на конкурсной основе договорам предоставления мощности при выполнении ряда условий. Одним из них является выполнение вполне логичного по сути, но фактически не реализуемого в современных условиях в предложенные в проекте сроки заданного уровня локализации производства ВИЭ в России. Возврат инвестиций в ВИЭ согласно проекту предусматривается за счёт всех участников оптового рынка электроэнергии.

В результате критики со стороны операторов и экспертов рынка, Российского Союза предпринимателей, общественных объединений потребителей и производителей энергии представ-

ленный проект не был одобрен, и были приняты обращения к Правительству с просьбами проведения тщательного анализа экономических последствий использования ВИЭ и недопустимости его принятия без широкого обсуждения, а также пересмотра предложенных в документе нормативов по локализации.

На совещании было также высказано соображение о целесообразности развития ВИЭ в изолированных районах, энергоснабжение которых осуществляется за счет дизельных и котельных установок, работающих на топливе, дотируемых государством, должное обоснование которого также отсутствовало в обсуждаемом проекте.

По мнению авторов, предстоящую, по всей видимости, временную паузу в законотворчестве следовало бы использовать с максимальной эффективностью с учетом приведенных выше замечаний.

В связи с этим считаем необходимым изложить нашу точку зрения и предложения по разработке и обоснованию правовой и экономической базы ВИЭ на примере в высшей степени целесообразной для России ветроэнергетической отрасли.

Во всех передовых странах в области ветроэнергетики ее создание начиналось с разработок национальных концепций и стратегий, определяющих долгосрочные цели и саму ее целесообразность для страны на основе тщательного анализа энергетических, экономических, производственных, экологических, социальных и прочих факторов и определения возможных эффектов.

В большинстве стран этот процесс сопровождался всесторонним изучением передового мирового опыта и широкими общественными дискуссиями, приводившими в конечном итоге к профессиональному и социальному консенсусу, дававшему моральное и легитимное право властям на разработку и реализацию долгосрочных программ и планов развития ветроэнергетики, а также принятие правовой и экономической базы ее поддержки.

Авторы не только считают единственно верным прохождение такого пути Россией, но и предпринимают конкретные шаги, описанные в ряде монографий [1 – 4]. К сожалению, ряд разумных, на наш взгляд, идей и предложений не было учтено, а возможно и рассмотрено на современном этапе законотворчества по ВЭС.

Отметим наиболее важные, на наш взгляд, аргументы необходимости развития отечественной ветроэнергетики и, соответственно, положения концепции ее развития.

**Имеющийся уровень разработки концепции развития российской ветроэнергетики**

Опыт развития мировой ветроэнергетики свидетельствует о следующем.

Рост суммарной выработки электроэнергии стран за счет ВЭС на 1–2% в год реален, а доля ВЭС в суммарной выработке электроэнергии стран до 10% и более технологически допустима и экономически эффективна. При поддержке государств доли ВЭС в суммарной выработке электроэнергии до 3–5 и 10–13% достижимы за 6–7 и 10–12 лет.

Многие страны, в том числе обеспеченные собственными запасами:

нефти (Великобритания, Германия, Дания, Канада, США, Китай, Египет),

газа (Нидерланды, Канада, США, Австралия), угля (Германия, Польша, Канада, США, Индия, Китай, Турция, Австралия),

урана (Франция, США, Индия), имея развитые технологии их использования, успешно и широкомасштабно реализуют планы использования ВЭС как одного из базовых источников электроэнергии. Суммарная мощность установленных в Европе и США ВЭС в последние 2–3 года превышает мощность тепловых электростанций.

Масштабное развитие ветроэнергетика получила только в странах с правовой и экономической государственной поддержкой.

Достигнутые современные технологический, производственный и экономический уровни развития мировой ветроэнергетики предоставляют широкие возможности для международного сотрудничества в ее развитии в России.

В России в настоящее время суммарная установленная мощность работающих ветроэлектрических станций (ВЭС) составляет около 8 МВт (столько устанавливается в мире за 2 часа, а в Китае – за 4 часа).

Однако полученные авторами результаты ресурсных, технических, энергетических и экономических исследований свидетельствуют о наличии в современной России практически всех (за исключением правовой и экономической базы их развития) необходимых условий широкомасштабного и эффективно использования ВЭС в топливно-энергети-

ческом комплексе (с суммарной мощностью ВЭС до 30 ГВт), на транспорте (до 17 ГВт), в сельском хозяйстве (до 2 ГВт) [4].

Согласно новейшим исследованиям с использованием развитых отечественных методик [3,4], технический ветроэнергетический потенциал России составляет более 11000 млрд. кВт·ч/год, более чем в 11 раз превышая современное потребление электроэнергии в стране. При этом технический ВЭП Центрального, Северо-Западного, Приволжского и Южного федеральных округов, где проживает 73% населения Российской Федерации, составляет около 3500 млрд. кВт·ч/год (рис. 1).

Определены типы и параметры ВЭУ и ВЭС, оптимальных для России с точки зрения технико-экономической эффективности их использования в российских климатических, инфраструктурных, производственных и экономических условиях. Наиболее эффективными для использования в России представляются сетевые ветроэлектрические станции (ВЭС) установленной мощности от 25–50 МВт и более на базе ВЭУ единичной мощности 1,5–3 МВт, работающих с коэффициентом использования номинальной мощности  $K_{ИУМ}$  более 30%, а также ВЭУ малой (до 100 кВт) и средней мощности (от 100 до 800 кВт) с  $K_{ИУМ}$  более 25% для использования в составе автономных, главным образом, ветродизельных энергосистем (рис. 2 и 3).

Выявлены районы России и условия, в которых сетевые ВЭС обладают меньшей себестоимостью производства электроэнергии (менее 50–55 EURO/МВт·ч), чем наиболее экономичные в настоящее время электростанции на газе (рис. 4). Оцененная суммарная мощность таких ВЭС превышает 1100 млрд. кВт·ч/год (больше потребления электроэнергии в РФ в 2012 г.).

Во многих регионах России с автономным энергоснабжением использование ВЭУ в составе ветродизельных энергетических комплексов позволяет существенно (в 1,5–2 раза) снизить себестоимость производимой электроэнергии (до уровня 10–12 EURO/МВт·ч и ниже).

Нами проведен анализ энергетически и экономически целесообразных для страны масштабов использования ВЭС с учетом ресурсной обеспеченности, технологических,

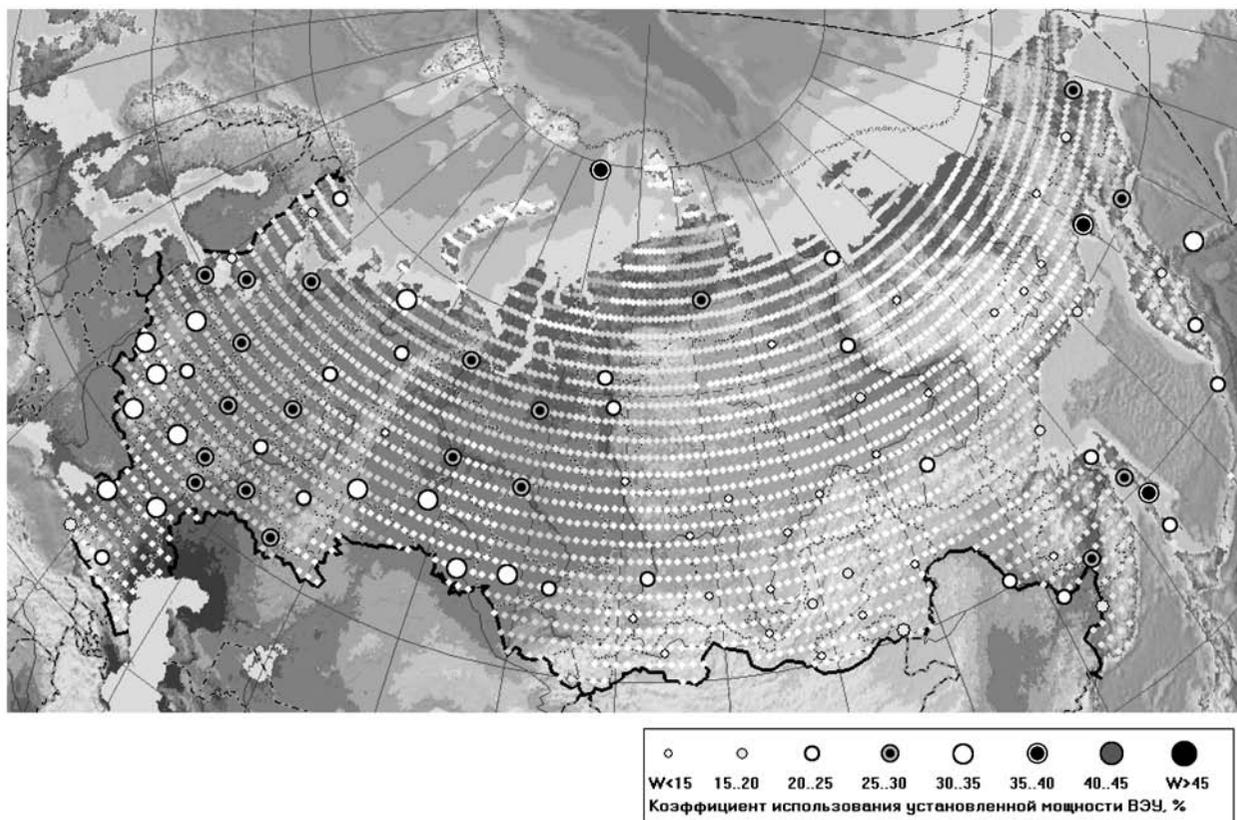


Рис. 1. Распределение по территории РФ коэффициента использования ВЭС  $K_{ИУМ}$  на базе ВЭУ VESTAS V 90 мощности 3 МВт с диаметром ветроколеса 90 м и высотой башни 100 м

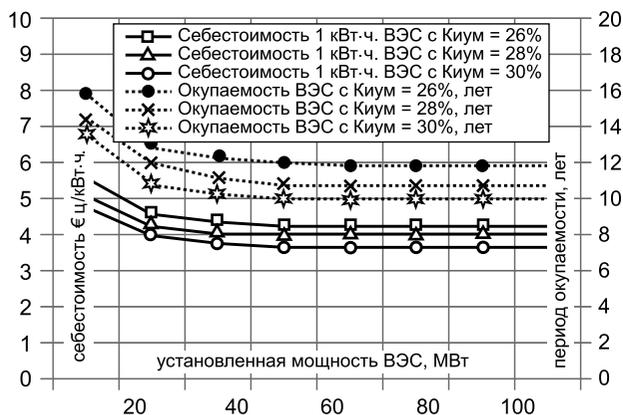


Рис. 2. Зависимость себестоимости электроэнергии ВЭС от ее мощности [4]

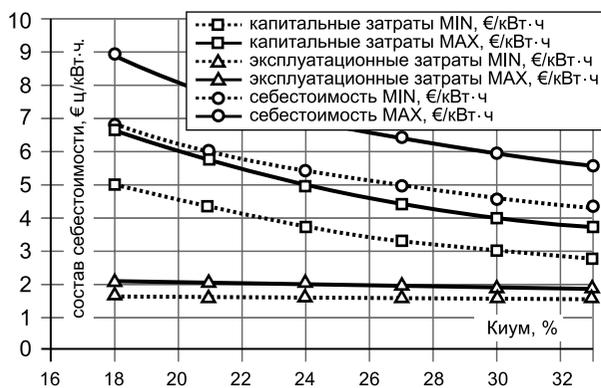


Рис. 3. Зависимость себестоимости электроэнергии ВЭС от их  $K_{ИУМ}$  [4]

производственных и экономических условий, показывающий следующее [1, 3, 4]:

суммарные установленные мощности ВЭУ в автономных энергосистемах могут составлять к 2020 и 2030 гг. соответственно 1 и 5 ГВт с годовой выработкой электроэнергии до 2 и 10 млрд. кВт·ч и замещением условного топлива до 2,5 – 3 млн. т/год к 2030 г.

суммарные установленные мощности сетевых ВЭС могут составлять до 6 – 7 ГВт в 2020-м и до 30 ГВт в 2030 г. с годовой выработкой до 16 – 17 и 80 – 85 млрд. кВт·ч с долей до 5 – 7% от прогнозируемого потребления электроэнергии в России к 2030 г.

Годовое замещение топлива в топливно-энергетическом комплексе России при этом может достигать в 2030 г. 25 – 30 млн. т, а сокращение эмиссии  $CO_2$  — до 50 млн. т/год. При этом суммарная площадь земледелия под 30 – 35 ГВт-ный проект ВЭС не превысила бы 1,0 % от всей территории России.

Развитие ветроэнергетики в России могло бы привести к созданию новой высокотехнологичной индустрии с возможностями экспорта ВЭУ на территорию стран СНГ и Балтии. Число занятых в этой новой отрасли, включая высокотехнологичные рабочие места, к 2030 г.



Решение указанных задач и создание большой новой для страны отрасли возможно лишь при централизованном государственном руководстве процессом и необходимым для этого условием является создание государственного квалифицированного органа высокого уровня с властными, законотворческими и финансовыми полномочиями и ресурсами типа Агенства ВИЭ, подотчетного непосредственно Правительству.

Развитие ветроэнергетики и широкомасштабное внедрение ВЭС в России требует, как показывает мировой опыт, мер поддержки, необходимыми из которых являются:

политическая воля государства, выраженная в четких и обоснованных программах и планах развития ветроэнергетики;

правовая основа развития ветроэнергетики, выраженная в понятных и обязательных для исполнения законах, по возможности прямого действия;

эффективная экономическая поддержка отрасли, обеспечиваемая созданием равных с тепловыми и атомными электростанциями экономических условий для ВЭС с учетом существующих для ТЭС и АЭС доплат за топливо, «скрытые» затраты, и пр. В первую очередь, для масштабного развития российской ветроэнергетики необходимы льготные и твердые тарифы на произведенную ими электроэнергию и разумные цены на присоединение к сети, а также льготные банковские ссуды, снижение налогов на импорт оборудования и на отечественное производство ВЭУ, и пр.

Мировой опыт политической, правовой и экономической поддержки развития ветроэнергетики богат, известен и позволяет избежать ошибок и излишних затрат при организации новой для России энергетической отрасли. Однако, по мнению авторов, он представляется недостаточно изученным, усвоенным и использованным при разработке правовой и нормативно-технической базы российской ветроэнергетики, по крайней мере, в части экономического стимулирования использования ВЭС.

Наиболее подходящей (прозрачной, экономически эффективной, легко реализуемой и учитываемой в бухгалтерской и налоговой практике, справедливой) для экономического стимулирования использования ВЭС в России авторы считают систему, построенную на доплате к ценам оптового рынка за электро-

энергию, произведенную на сетевых ВЭС, в объеме, соответствующем стоимости в регионе размещения ВЭС замещенного ими топлива (в основном газа).

В децентрализованных зонах эффективной для использования ВЭС представляется система, построенная на оплате за электроэнергию в объеме, соответствующем стоимости в районе размещения ВЭС замещенного ими топлива (как правило, дизельного).

Такой подход с учетом возможностей экспортной реализации замещенного топлива по более высоким ценам по сравнению с ценами на российском рынке окажется выгодным и поставщикам топлива, и Государству, и потребителю [4].

#### **Соображения по развитию правовой и экономической базы российской ветроэнергетики**

Разработку правовой и нормативно-технической базы ветроэнергетики в России, создающей условия для широкомасштабного и эффективного ее развития, по мнению авторов, следовало бы начать с разработки и принятия Концепции или Стратегии ее развития, содержащей долгосрочные (минимум до 2030 г.) цели новой отрасли, определяемые во взаимосвязи с Генеральной схемой развития всего отечественного топливно-энергетического комплекса с учетом возможного энергетического, экономического, экологического, социального и прочих факторов для страны.

Важным компонентом и необходимым условием разработки и обоснования правовой, нормативно-технической и экономической базы развития отечественной ветроэнергетики представляется также разработка перспективной Генеральной схемы размещения ВЭС на территории России, проведенная с учетом инфраструктурных условий, технологических ограничений, энергетической и экономической целесообразности и возможных эффектов от использования ВЭС в отдельных отраслях, субъектах РФ и России в целом [4, 5].

Указанные документы, по мнению авторов, должны быть проведены в ускоренном порядке под эгидой и по заказу Правительства Российской Федерации.

Проекты указанных документов следовало бы выполнить максимально компетентным и мобильным составом, а их обсуждение и доработку провести с привлечением максимально большого числа экспертов и общественности.

В заключение хотелось бы обратить внимание научно-технической и широкой общественности, средств массовой информации и властных структур России всех уровней на тот факт, что в мировой энергетике на протяжении более 20 лет на базе ВИЭ совершается новая технологическая революция, и примерно 80 государств активно в ней участвуют.

В 1990-е годы Россия, имея хороший стартовый задел в ветроэнергетике, по объективным причинам не смогла включиться в этот мировой процесс и оказалась

в роли аутсайдера. Но, к сожалению, Руководство России не в полной мере осознает опасность отставания в этой области в настоящее время, зачастую относясь к ВИЭ с необоснованным пренебрежением. Однако мировой опыт и отечественные исследования доказывают очевидные возможности ВИЭ для поворота экономики России от нефтегазовой ориентации к новому высокотехнологичному энергетическому и индустриальному укладу при улучшении социального и экологического климата.

**Ключевые слова:** возобновляемые источники энергии, распоряжения Правительства РФ в поддержку ВИЭ, правовая и экономическая база развития ВИЭ, концепция использования энергии ветра.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. **Концепция** использования ветровой энергии в России /Под ред. д.т.н. Безруких П. П., Комитет Российского Союза научных и инженерных общественных организаций по проблемам использования ВИЭ. – М., 2005.
2. **Безруких П.П., Дегтярев В.В., Елистратов В.В., Панцхава У.С., Петров Э.С., Пузаков В.Н., Сидоренко Г.И., Тарнижевский Б.В., Шпак А.А., Ямпольский А.А.** Справочник по ресурсам ВИЭ России и местным видам топлива. – М.: ИАЦ Энергия, 2007.
3. **Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И.** Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов РФ и методические основы их определения. – М.: Атмограф, 2008.
4. **Николаев В.Г.** Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития и использования ветроэнергетики в России. – М.: Атмограф, 2011.
5. **Николаев В.Г.** К обоснованию генеральной схемы размещения ветроэлектрических станций в России //Энергетик. – №8, 2011.

#### О НЕОБХОДИМОСТИ ОБНОВЛЕНИЯ АТЛАСА ВЕТРОВ РОССИИ

*Ганага С.В., к. т. н., Николаев В.В., АНО НИЦ «Атмограф»*

К 2020 году согласно Распоряжению 1-р от 08.01.2009 г. и принимаемым в настоящее время правовым документам, в России предполагается построить ВЭС до 7 ГВт с годовой выработкой до 17 млрд. кВт·ч.

Необходимыми условиями реализации Распоряжения 1-р является максимально точная оценка ветроэнергетических ресурсов или ветроэнергетического потенциала (ВЭП) РФ, ее регионов и административных субъектов.

Существующие методики определения ВЭП делятся на теоретические и экспериментальные. Первые основаны на моделировании с использованием ранее накопленных разными методами данных: метеорологических, спутниковых, аэрологических. Вторые, широко используемые за рубежом, базируются на краткосрочных 1 – 2 годовых многоуровневых из-

мерениях ветра на специализированных метеорологических мачтах высотой до 100 м с последующей обработкой полученных на мачтах данных, совместно с данными многолетних измерений ветра на соседних метеостанциях.

Считается, что использование экспериментального подхода обеспечивает точность определения ВЭП и мощности ВЭУ до 10% на расстоянии от метеомачты до 2 – 5 км для равнинного рельефа и 1 – 2 км для холмистой местности (то есть при среднем — 2,5 км для среднего рельефа метеомачта обеспечивает заданную точность на площади не более 20 км<sup>2</sup>).

При оптимальном расстоянии между ВЭУ в составе ВЭС порядка 10 диаметров ветроколеса (ВК) [1], на ВЭУ единичной мощности 2 – 3 МВт (в среднем 2.5 МВт) с диаметром ВК порядка 100 м приходится около 1 км<sup>2</sup>), а наибо-

более экономичные ВЭС суммарной установленной мощности 50 МВт занимают площадь до 20 км<sup>2</sup>, что требует измерений для каждой ВЭС на 1–2-х метеомачтах. Для возведения в России к 2020 г. ВЭС суммарной мощности 7 ГВт потребуется проектирование до 200 50-мегаваттных ВЭС (с 30–40 %-ным запасом) и, следовательно, до 400 мачтовых измерений в ближайшие 2 года стоимостью до 40 млн. долл. США, что вряд ли реализуемо в настоящее время.

По нашим данным в настоящее время измерения на метеорологических вышках проведены или проводятся примерно в 30 пунктах территории РФ (ОАО «НИИЭС» и фирмы «Активити», «Передвижная энергетика», «Ветроэн-Юг», «ВЭС-Юг», «Ветер-V» и др.), что составляет не более 7–10 % от требуемых.

Следовательно, оценки ВЭП крайне важно проводить теоретическими методами, с существенно меньшими временными и материальными затратами.

В мире для определения ВЭП используется 4 типа эмпирических данных, получаемых из разных источников: метеорологические, спутниковые, мачтовые и аэрологические (имеются только для территории СССР), и разработано несколько методик моделирования ВЭП по этим данным, дающие результаты, различающиеся не только количественно, но и качественно [1].

Претендующими на наибольшую достоверность при оценке ВЭП России в приземном слое атмосферы до 200 м в настоящее время являются 2 методики: ФЛЮГЕР-XXI разработки АНО НИЦ «АТМОГРАФ» и WASP-10 разработки Датского института RISO, считающейся наиболее авторитетной и достоверной в мире. Модель WASP и реализующий ее пакет программ служит базовым расчетным модулем многих распространенных в мире и в России компьютерных систем для проектирования ВЭС (WindFarmer, Resoft, Wind Farm).

WASP основана на численной методике моделирования энергетических характеристик ветра и ВЭУ по данным многолетних измерений ветра на метеорологических станциях (МС) на высоте  $h^{\text{метео}} \approx 10\text{--}15$  м и их экстраполяции по логарифмическому закону на высоты до 200 м по данным соседней МС с использованием модельных значений масштаба шероховатости  $z_0$ . С использованием методики WASP первых версий был разработан в 2000 г. русско-датский Атлас ветров России [2].

Методика НИЦ «АТМОГРАФ» построена на статистическом моделировании параметров ВЭП и ВЭС по многолетним данным МС и данным стандартных измерений ветра на 146 аэрологических станциях (АС) бывшего СССР на высотах 100, 200, 300 и 600 м. Она составляет основу Кадастра ветроэнергетических ресурсов России [1].

Повышенная по сравнению с известными достоверность методики моделирования ВЭП между МС и выше высот метеозмерений на территории России (с погрешностью < 10–14% для районов с равнинным и < 18–25% – со сложным рельефом [1]) обеспечивается использованием следующих новых методических подходов:

1. Экстраполяция данных с высоты  $h^{\text{метео}}$  (10–15 м) на высоты оси ветроколеса  $H_{\text{БК}}$  (>70 м) заменена на намного более точную интерполяцию по данным МС и АС.

2. Характеристики ветра на  $h^{\text{метео}}$  вместо данных одной ближайшей МС статистически моделируются по «очищенным» данным всех (до 50) МС района в радиусе до 250 км от искомой точки.

3. Повторяемости ветра по скоростям определяются по данным всех МС и АС исследуемого района в радиусе от 500 до 700 км от исследуемой точки в отличие от WASP, определяющей эту характеристику по данным ближайшей МС.

Обоснование и сравнение достоверности методики НИЦ «АТМОГРАФ» с другими известными теоретическими методиками дано в работе [1].

Для высоты 100 и 200 м в местах расположения 106 АС на территории России методика «АТМОГРАФ» предоставляет результаты 10–20-летних аэрологических измерений, то есть дает возможность определения погрешности результатов моделирования других методик посредством сравнения их с экспериментальными данными.

Проведенный в [1] сравнительный анализ достоверности методик НИЦ «АТМОГРАФ» и WASP показал, что модель WASP ранних версий, служившая основой разработки Атласа ветров, занижает среднегодовую скорость ветра на 50 м на 15–25%, существенно ограничивая перспективы использования ВЭС на территории России суммарной мощностью не более 4–5 ГВт. Так, в районе Барабинска данные модели WASP по скорости ветра на высоте 100 и 200 м, вошедшие в Атлас ветров [2], отличаются от средних многолетних аэрологических (экспериментальных) почти на 2 м/с.

Настоящая работа посвящена методическому исследованию и выявлению погрешностей модели WASP-10 последней версии, работающей с оболочкой WindFarmer разработки одной из ведущих в мире проекторочных ветроэнергетических компаний – Garrad Hassan, и возможностей ее развития в направлении повышения ее достоверности и точности, в том числе с использованием накопленных в России многолетних аэрологических данных.

Важнейшим условием, определяющим точность определения ветроэнергетических характеристик в любой численной модели, является достоверное задание параметров рельефа и подстилающей поверхности.

Отличием последних версий WASP является возможность задания рельефа в исследуемом районе с использованием спутниковых данных Google Earth. Для уточнения влияния рельефа на результаты определения ветроэнергетических характеристик в WASP-10 используются данные о рельефе на площади 20x20 км. В связи с такой возможностью погрешности определения ВЭП из-за неправильного задания входных параметров в модели существенно уменьшены. Но по-прежнему источником погрешности является возможный произвол на этапе трудоемкого преобразования спутниковых данных в графический формат, существенно зависящий от квалификации и опыта пользователя.

Известно [2], что модель WASP ранних версий чувствительна к заданию моделируемого масштаба подстилающей поверхности условий  $z_0$ . Наиболее привлекательными для ветроэнергетики являются территории с малой шероховатостью класса 1 и 2 по классификации методологии WASP, для которых значения  $z_0$  меняются в диапазоне от 0,0001 до 0,003. Вполне возможные погрешности моделирования  $z_0$  в таких пределах могут приводить к значительным ошибкам в определении высотного профиля скорости ветра и, соответственно, функции распределения ветра по скоростям с ростом высоты.

Для количественной оценки возможных указанных погрешностей при использовании модели WASP-10 проведены численные методические эксперименты для ряда пунктов на территории России с разными значениями  $z_0$  при неизменных характеристиках рельефа и ветра. На рис. 1, 2 в качестве примера представлены результаты таких расчетов для условий в районе Барабинска.

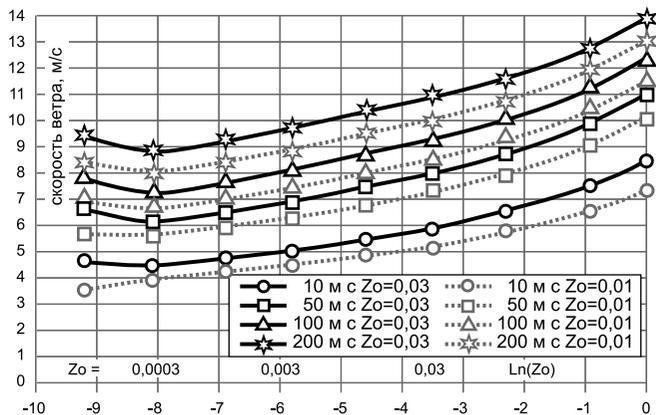


Рис. 1. Неопределенность расчета скорости ветра на разных высотах при разных значениях  $z_0$  в районе Барабинска

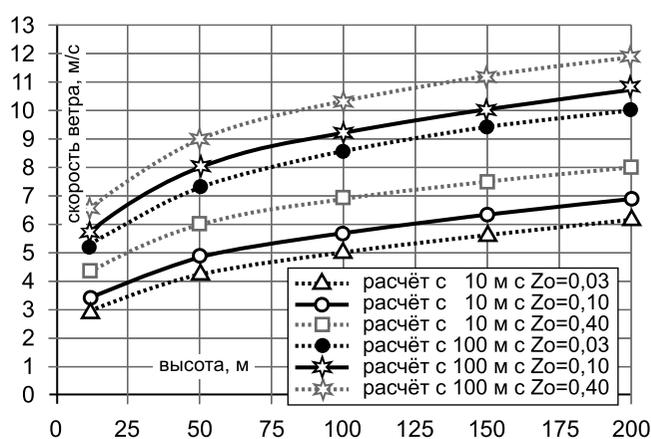


Рис. 2. Неопределенность расчета скорости ветра в функции высоты при разных значениях  $z_0$  в районе Барабинска

Согласно расчетам, возможные погрешности моделирования по WASP-10 в пределах  $0,0001 \leq z_0 \leq 0,4$  могут приводить к значительным неопределенностям в скоростях ветра от 0,5 до 1,0 м/с, возрастающим с высотой (см. рис. 1).

Наличие аэрологических данных на высотах 100 и 200 м дает принципиальную возможность использовать их в качестве входных данных в модель WASP вместо данных метеорологических. В НИЦ “АТМОГРАФ” численно реализована такая возможность и с ее помощью проведены расчеты характеристик ветра для ряда пунктов России, входящих в Атлас ветров [2] с учетом возможной неточности задания  $z_0$ .

Результаты таких расчетов для района Барабинска в расширенном диапазоне  $0,0001 \leq z_0 \leq 0,4$  приведены на рис. 2. Неопределенность задания параметра  $z_0$ , описывающего шероховатость класса поверхности от 1 до 3, дает разброс значений скорости ветра в Барабинске на высотах до 200 м около 2 м/с.

Использование в качестве входных данных в модель WASP-10 аэрологических данных на высотах 100 м вместо метеорологических (с высоты 10 м) позволяет точно определять скорость ветра на опорной высоте 100 м, отличающейся от определенной по метеоданным от 2 м/с, на высотах до 30 м, до 3 м/с и более на высотах более 50 м. При этом неточность задания  $z_0$  дает разброс значений скорости ветра по аэрологическим данным на высотах до 200 м около 2 м/с. Таким образом, погрешность определения скорости ветра на высотах до 200 м по модели WASP-10 зависит от погрешности задания входных параметров ветра (скоростей и опорных высот) в большей степени, чем от погрешностей задания параметров шероховатости поверхности.

Результаты моделирования скоростей ветра по аэрологическим данным и их сравнения с моделью по метеоданным для Волгограда, Барабинска и Южно-Курильска, представляющих разные ветроклиматические зоны России, приведены на рис. 3 – 5 и в табл. 1 – 3.

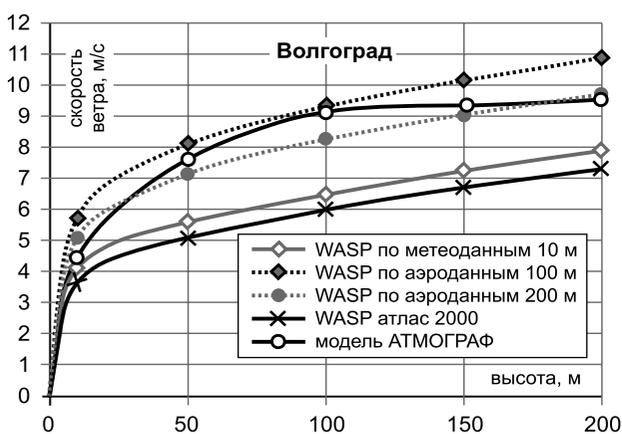


Рис. 3. Высотные профили скорости ветра в районе Волгограда, построенные по разным моделям

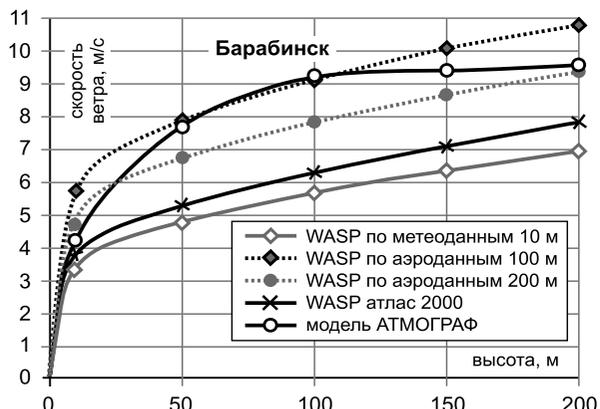


Рис. 4. Высотные профили скорости ветра в районе Барабинска, построенные по разным моделям

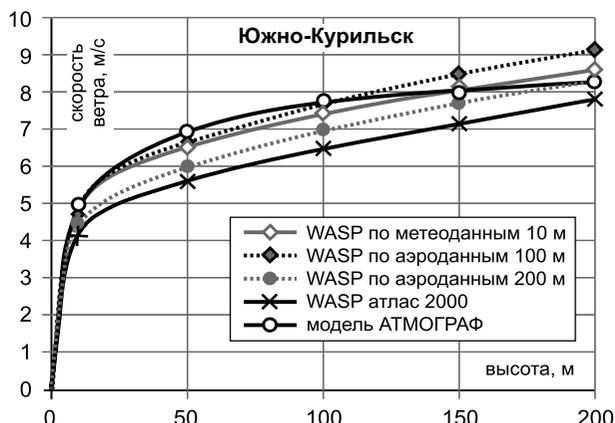


Рис. 5. Высотные профили скорости ветра в районе Южно-Сахалинска, построенные по разным моделям

Таблица 1

Вертикальный профиль скорости ветра для Волгограда, рассчитанный по разным моделям

Высота, м	WASP				ФЛЮГЕР XXI
	по данным МС с 10 м	по данным АС со 100 м	по данным АС с 200 м	по атласу 2000	
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	4,1	5,8	5,1	3,7	4,5
50	5,6	8,1	7,1	5,1	7,6
100	6,5	9,3	8,3	6,0	9,2
150	7,2	10,2	9,1	6,7	9,4
200	7,9	10,9	9,7	7,3	9,6

Таблица 2

Вертикальный профиль скорости ветра для Барабинска, рассчитанный по разным моделям

Высота, м	WASP				ФЛЮГЕР XXI
	по данным МС с 10 м	по данным АС со 100 м	по данным АС с 200 м	по атласу 2000	
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	3,5	5,8	5,0	3,8	4,3
50	4,8	7,9	6,7	5,3	7,7
100	5,7	9,1	7,8	6,3	9,2
150	6,4	10,0	8,6	7,1	9,4
200	6,9	10,8	9,3	7,8	9,5

Полученные результаты позволяют утверждать, что WASP-10 при моделировании по аэрологическим данным, полученным на высотах 100 м, дает существенно более близкие к экспериментальным значения скорости ветра по сравнению с рассчитанными по моделям WASP-10 и WASP ранних версий по ме-

Таблица 3  
Вертикальный профиль скорости ветра для Южно-Курильска, рассчитанный по разным моделям

Высота, м	WASP				ФЛЮГЕР XXI
	по данным МС с 10 м	по данным АС со 100 м	по данным АС с 200 м	по атласу 2000	
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	4,9	4,9	4,4	4,2	4,9
50	6,5	6,6	6,0	5,6	7,0
100	7,4	7,7	7,0	6,5	7,7
150	8,1	8,5	7,7	7,2	8,0
200	8,6	9,1	8,3	7,8	8,3

теоданным в диапазоне высот от 50 до 120 м. На высотах 150 – 200 м наиболее близкие к экспериментальным значения скорости ветра дает WASP с использованием аэрологических данных с высоты 200 м. На высотах до 20 – 30 м большую точность обеспечивает WASP по метеоданным.

Модель WASP-10, использующая метеоданные, оказалась наиболее точной при моделировании ветра в районе Южно-Курильска, что связано с низкой шероховатостью водной поверхности, преобладающей в районе расположения метеорологической и аэрологической станций, и согласуется с результатами, приведенными на рис. 1. Однако на высотах от 40 до 120 м расчет скоростей по WASP-10 по аэрологическим данным со 100 м оказывается наиболее точным.

В диапазоне высот 150 – 200 м расчет по метеоданным для Южно-Курильска оказывается более точным, чем по 100-метровым аэрологическим, но менее точным, чем по аэрологическим с 200 м.

Расхождения результатов, получаемых по модели WASP, с данными аэрологических измерений обусловлены как минимум тремя обстоятельствами. Во-первых, попыткой моделировать реальные вертикальные профили скорости ветра в приземном 200-метровом слое атмосферы двухпараметрической функцией – логарифмом, применимость которой согласно ряду исследований [1, 2] физически ограничена на высотах более 25 м. Во-вторых, высокой чувствительностью модели WASP к характеристикам рельефа и шероховатости поверхности и, в третьих, чувствительностью модели WASP к значениям используемых в качестве входных параметров модели метеорологических данных.

Отметим, что результаты моделирования высотных профилей скорости ветра по методике НИЦ «АТМОГРАФ», построенной на статистическом моделировании по данным аэрологических измерений (см. рис. 1 – 3), дают гладкие профили скоростей ветра во всем диапазоне высот, совпадающие на высотах 10, 100 и 200 м с данными метеорологических и аэрологических измерений. На промежуточных высотах скорости ветра по данным НИЦ «АТМОГРАФ» определяются интерполяционными методами, заведомо более точными, чем используемые в WASP экстраполяционные.

Еще одной причиной возможных погрешностей моделирования по методике WASP является то, что она методически и аппаратно рассчитана на определение среднегодовых значений ветроэнергетических характеристик по среднегодовым значениям скоростей и функций распределения ветра, турбулентности, плотности воздуха и прочих параметров атмосферы без учета их годовых и сезонных вариаций. С математической точки зрения такие осреднения нелинейно связанных меж собой величин нам представляются некорректными, а с практической (с учетом малости вносимых такими осреднениями погрешностей) – недостаточно методически обоснованными.

Для исследования этого вопроса авторам удалось программно «обучить» методику WASP определять средние сезонные значения ветроэнергетических характеристик. Результаты моделирования по модернизированной нами методике WASP-10 и сравнительного анализа и среднегодовых удельных мощностей ветра (в Вт/м<sup>2</sup>) и ВЭУ – ветроэнергетических установок (в Вт/м<sup>2</sup> площади ветроколеса), а также коэффициентов использования установленной (номинальной) мощности ВЭУ ( $K_{ИУМ}$  в %) по аэрологическим данным с высоты 100 м для трех гипотетически установленных ВЭУ в районе Барабинска, приведены на рис. 6 и 7 и в табл. 4.

Средние сезонные значения ветроэнергетических характеристик рассчитывались с разными средними сезонными параметрами шероховатости  $z_0$  и скоростями ветра, определенными по многолетним аэрологическим данным.

Расхождения исчисленных по среднегодовым и сезонным параметрам среднегодовых значений удельных мощностей в районе Барабинска сравнительно невелико и составляют 1,5 – 2%, а для  $K_{ИУМ}$  — 1%. Но расчет для Барабинска недостаточен для обоб-

Таблица 4

Расчетные средние годовые и сезонные значения мощности ВЭУ V-80 мощности 3,0 МВт с высотой башни 100 м в районе Барабинска

ВЭУ	Средняя годовая по		Средняя по сезонам			
	Году	Сезонам	Зима	Весна	Лето	Осень
ВЭУ 1	46,3	46,2	53,1	46,7	38,8	46,0
ВЭУ 2	47,7	46,8	53,1	47,5	38,9	47,6
ВЭУ 3	44,6	44,6	51,5	45,2	37,5	44,4
Σ ВЭУ	46,2	45,9	52,6	46,4	38,4	46,0

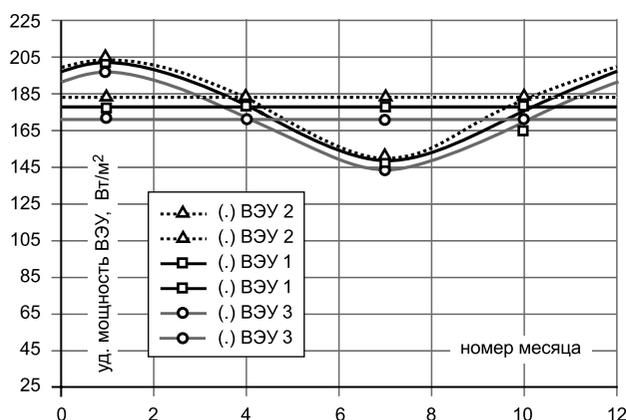
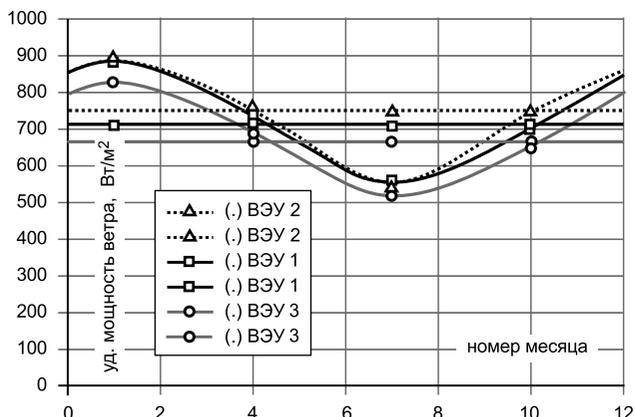


Рис. 6. Годовой ход удельной мощности ветра (вверху) и мощности ВЭУ (внизу) в Вт/м<sup>2</sup>

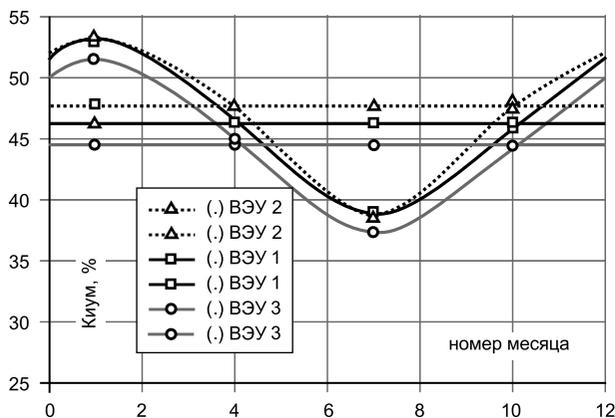


Рис. 7. Годовой ход  $K_{ИУМ}$  ВЭУ, %

щения для всей России. Так, по данным [1], такие различия в районе Оренбурга могут достигать 2%. Более существенным является факт большой амплитуды годового хода удельных мощностей ветра и ВЭУ, достигающей согласно расчетам в Барабинске 40%, а для  $K_{ИУМ}$  – 30% с максимумом в зимний и минимумом в летний период, что, по нашему мнению, требует информационного освещения в новой версии Атласа ветров.

Полученные результаты приводят к следующим выводам:

с учетом развития современной мировой ветротехники актуальным представляется разработка нового Атласа ветров России;

информационный уровень и достоверность нового Атласа может быть усовершенствованы при комплексном использовании накопленных в России и бывшем СССР метеорологических и аэрологических данных и отечественных методических разработок.

Представляется целесообразным включение в Атлас характеристик ветроэнергетического потенциала и оценок энергетических показателей типовых ВЭУ в терминах  $K_{ИУМ}$  с сезонным разрешением.

**Ключевые слова:** Ветроэнергетические ресурсы, Атлас ветров России, метеорологические и аэрологические данные, энергетические показатели ВЭУ, методика WASP.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. – М.: Атмограф, 2008.
2. Старков А.Н., Лансберг Л., Безруких П.П., Борисенко М.М. Атлас ветров России. – М.: Можайск-Терра, 2000.
3. Mortensen N.G., Rathmann O., Nielsen M., etc. WASP 10 course notes. DTU Wind Energy.

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ СОВРЕМЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ТЕРРИТОРИИ ТАЙМЫРСКОГО ДОЛГАНО-НЕНЕЦКОГО И ЭВЕНКИЙСКОГО МУНИЦИПАЛЬНЫХ РАЙОНОВ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ**

*Бобров А.В., к.т.н., Курко В.И., д.физ.-мат. н., Тремясов В.А., к.т.н., Черепанов А.В.,  
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»*

Северная территория Красноярского края — регион, богатый природными ресурсами и полезными ископаемыми. Развитие местной инфраструктуры позволит улучшить качество жизни населения (в том числе коренного) и увеличить объемы производства от традиционных видов деятельности.

Повышение качества жизни населения возможно за счет вовлечения его в инновационную деятельность и внедрения современных инновационных технологий в различные сферы жизнедеятельности. Объединяя специалистов разного профиля, появляется возможность обеспечить грамотную интеграцию науки и производства. Решением данной задачи занимается Сибирский Федеральный университет (СФУ). Взаимодействие СФУ с территориально-административными образованиями и финансово-промышленными группами позволит максимально эффективно вести инновационную деятельность на территории севера Красноярского края [1 – 2].

Сотрудниками и студентами СФУ были проведены комплексные исследования населенных пунктов Таймырского и Эвенкийского муниципальных районов Красноярского края и определены основные проблемы и направления их развития [3].

Было показано, что энергетика является фундаментом для развития социальных и производственных структур северных поселков, вовлечения коренных народов в инновационную деятельность.

На территории Таймырского Долгано-Ненецкого и Эвенкийского муниципальных районов Красноярского края расположено множество населенных пунктов, имеющих децентрализованное электроснабжение от местных дизельных электростанций (ДЭС). Себестоимость производства электроэнергии составляет от 12 до 20 руб./кВт·ч, в зависимости от удаленности поселка.

В табл. 1 представлена информация об объемах электропотребления в трех населен-

Таблица 1  
*Социально-экономические характеристики пос. Носок, Караул и Ессей*

Населенный пункт	Носок, Караул	Ессей
Население, чел.	700	500
Расход топлива, т/год	650	179,2
Цена на диз. топливо, руб./л	42,5	30,74
Объем потребляемой электрической энергии, МВт·ч	2 096,8	578,1
Зимний максимум нагрузки, кВт	550	400
Отпускная цена на эл. энергию, руб./кВт·ч	20	20

ных пунктах, расположенных на севере Эвенкии (пос.Ессей) и территории Таймыра (пос.Носок и поселение Караул).

Энергоэффективным решением проблемы электроснабжения удаленных населенных пунктов является использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ). Использование НВИЭ в условиях сложившейся энергетической политики России наиболее перспективно именно в населенных пунктах и предприятиях с децентрализованным электроснабжением. Использование НВИЭ — энергоэффективное решение, использующее местный энергетический ресурс и не требующее периодического завоза топлива. На территории северной части Красноярского края наиболее перспективным для освоения НВИЭ является энергия ветра [4].

Приведенные в табл. 1 населенные пункты рассматриваются как наиболее перспективные для первоочередного внедрения ветроэнергетических установок (ВЭУ) в местные децентрализованные энергосистемы. Произведен анализ ветроэнергетических установок различных производителей. Предпочтение отдано ветроэнергетическим установкам компании Nordwind Energieanlagen GmbH [5].

Было показано, что, во-первых, ветроэнергетические установки компании Nordwind реализованы с использованием гидравлического преобразователя вращающейся энергии. Эта иннова-

ционная технология позволяет получить более высокую производительность по сравнению с аналогичными ВЭУ других производителей. Во-вторых, компания Nordwind разрабатывает ВЭУ с арктическим климатическим исполнением, позволяющим ВЭУ исправно функционировать в арктических условиях (до -40°С согласно данным завода изготовителя). Технические решения Nordwind позволят избежать выхода из строя оборудования по причине низких температур, как это было с ветроэлектрической станцией (ВЭС) поселка Левинские пески (1999 г.), и заполярной ВЭС г. Воркута. В-третьих, технические решения Nordwind позволяют производить монтаж и демонтаж ВЭУ без использования дополнительной крановой

техники. В-четвертых, Nordwind сравнительно молодая развивающаяся компания, и ценовая политика компании добавляет ряд плюсов в адрес продукции Nordwind.

Был произведен расчет капитальных затрат и экономической эффективности внедрения ветроэнергетических установок в поселках северной части Красноярского края Караул, Носок и Ессей. Из рассмотренной линейки ВЭУ, представленных NordWind, предлагается использовать 3 ВЭУ Nordwind NW 28-150 HY-D для поселка Носок и поселения Караул; 3 ВЭУ Nordwind NW 24-120 HY-D для пос. Ессей. Технические характеристики ветрогенераторов приведены в табл. 2.

Таблица 2

Технические характеристики ВЭУ Nordwind

Тип ВЭУ	Ном. скорость ветра, м/с	Ном. мощность, кВт	Высота башни, М	Диаметр ротора, м	Рабочее напряжение, кВ	Частота напряжения, Гц
NW 24-120 HY-D	10,6	120	35	24	0,4	50
NW 28-150 HY-D	10,9	150	42	28	0,4	50

Техническое исполнение ВЭУ предполагает их использование в регионах с невысоким ветроэнергетическим потенциалом (расположенных в глубине материка). Населенные пункты Носок и Караул расположены рядом, имеют схожие характеристики ветроэнергетического потенциала и электрической нагрузки. Состав ВЭУ для пос. Ессей разработан с учетом планируемых вводов мощностей (детского сада и школы). Капитальные затраты на строительство ветропарков представлены в табл. 3.

Определена ожидаемая выработка электроэнергии ВЭУ в указанных населенных пунктах. Расчет производился с учетом высоты башни для класса шероховатости поверхности «0», который соответствует местному рельефу (арктическая пустыня) [6]. Предполагается, что ВЭУ размещаются на возвышенности на расстоянии 150 – 200 м от населенного пункта. ВЭУ подключаются напрямую к местной энергосистеме. Дополнительная подстанция не строится. Результаты расчетов по определению ожидаемой выработки электроэнергии ВЭУ представлены в табл. 4.

Произведена оценка экономической эффективности внедрения ВЭУ указанного

Таблица 3  
Определение капитальных затрат на строительство ветропарков

Населенный пункт	Ессей	Караул (Носок)
Инвестиции, руб.	68 251 894	79 245 022
Стоимость единицы оборудования	15 600 800	18 356 000
Стоимость ветропарка из 3 ВЭУ, руб.	46 802 400	55 068 000
Таможенная очистка (5%), руб.	2 340 120	2 753 400,00
18% НДС, руб.	8 424 432	9 912 240,00
Стоимость доставки до места установки, руб.	3 600 000	3 600 000,00
Стоимость строительства фундаментов, руб.	2 340 120	2 753 340,00
Стоимость монтажных работ, руб.	2 340 120	2 753 340,00
Страховка, руб.	1 404 070	1 404 702,00
Проектирование, руб.	1 000 000	1 000 000,00

выше состава, как инвестиционного проекта, с учетом всех возможных экономических рисков. Расчет производился при допущении, что вся электроэнергия продается потребителю при тарифе 20 руб./кВт·ч. Ставка налога на прибыль — 20%. Требуемая реальная ставка доходности — 18,24%.

Таблица 4  
Технико-экономические показатели  
эффективности внедрения ВЭУ

Населенный пункт	Ежегодная выработка ветропарком, МВт·ч	Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	Эквивалент затраченному дизельному топливу, т
Ессей	756,72	3,71	234,58
Караул, Носок	1 440	3,27	446,40

Расчет требуемой реальной ставки производился со следующими показателями:  
ставка рефинансирования ЦБ — 8%;  
прогнозируемый годовой прогноз инфляции — 8%;  
реальная безрисковая ставка, вычисляемая по формуле Фишера — 0%;  
реальная поправка на риск — 15%.

Реальная ставка доходности определена как сумма реальной поправки на риск и реальной безрисковой ставки, вычисляемая по формуле Фишера, и равна 15%. За отправную точку расчета чистого дисконтированного дохода (NPV) взят момент запуска ветроэнергетических установок в местной энергосистеме. Результаты расчетов приведены на графике рис. 1.

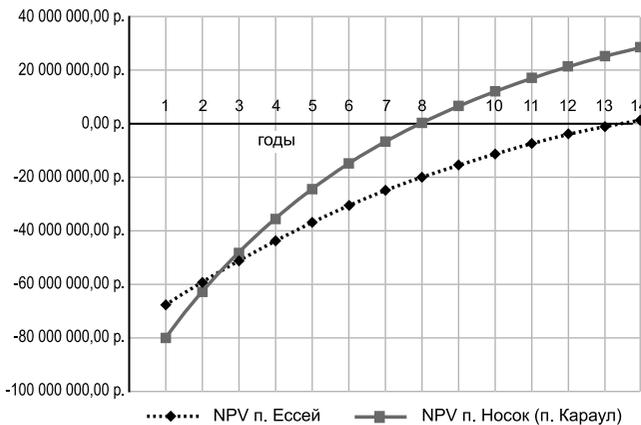


Рис. 1. График чистого дисконтированного дохода в пос. Ессей, Носок и Караул

Исходя из представленных расчетов, можно сделать вывод, что с учетом всех возможных финансовых рисков срок окупаемости ВЭУ в поселке Носок и поселении Караул составит 7 – 8 лет, в поселке Ессей — 12 – 13 лет. Данный проект выгоден Краевой администрации, т.к. внедрение ВЭУ позволит сни-

зить дотации из Краевого бюджета на закупку дизельного топлива. Более того, снижение тарифов приведет к развитию местного производства, т.е. появлению новых налогоплательщиков.

Данный проект может быть интересен и частному инвестору, особенно, если будет оказана поддержка со стороны властей. Срок окупаемости может быть сокращен до 5 – 6 лет в пос. Караул и Носок и до 8 – 10 лет в пос. Ессей. Такой вариант возможен, если будут введены налоговые льготы или дотации, а также возврат НДС для компаний, поддерживающих уровень жизни коренного населения Северных территорий и внедряющих экологически чистые энергетические производства на базе НВИЭ. При наличии государственной поддержки проект будет привлекателен для частных инвесторов.

Данный проект является инновационным и не имеет аналогов в существующем мировом энергетическом производстве. Это обусловлено удаленностью региона, суровым климатом, социальными и законодательными аспектами. Технологические решения данного производства должны решаться совместно учеными, производителями, финансистами, юристами и социальными работниками. Совместная работа позволит достичь наибольшей энергоэффективности, сохранив культурологическую составляющую этнического населения. Поэтому особую роль в данном проекте следует занять СФУ, создающему на собственной базе бизнес-инкубаторы и технологические платформы, объединяющие специалистов разного профиля.

**Выводы**

1. Проведенное исследование населенных пунктов Таймыра и Эвенкии выявило 3 населенных пункта, наиболее перспективных для внедрения современных ветроэнергетических установок. Внедрение ВЭУ позволит повысить социально-экономический уровень населения и будет способствовать развитию местного производства.

2. Проект имеет невысокие сроки окупаемости, 5 – 13 лет. Инвестиционно-привлекательным проект становится при условии поддержки его местной и краевой администрациями.

3. Для грамотной и эффективной реализации подобных проектов в целом и организации комплексного технологического процес-

са сопровождения можно порекомендовать создание объединения заинтересованных административных органов власти, предприя-

тий и учреждений на базе специализированной технологической платформы Сибирского Федерального университета.

**Ключевые слова:** Таймыр, Эвенкия, Сибирский Федеральный университет, НВИЭ, ветроэнергетика, ветроэнергетические установки

#### ЛИТЕРАТУРА

1. **Верховец С.В.** Роль Федеральных университетов в формировании региональной инновационной инфраструктуры (на примере Сибирского Федерального университета) / С.В. Верховец, В.И. Кирко, А.В. Кеуш // *Инновации*, 2010. – № 10.
2. **Kirko V.I.** The Evenkiya Municipal District of the Krasnoyarsk Territory – an Experimental Field for the Business Incubator Creation / Kirko V.I., Koptseva N.P., Keush A.V. // *Journal of Siberian Federal University. Humanities & Social Sciences* – 8(2011 4).
3. **Захарюта В.В., Кирко В.И., Фаткулина Л.М.** Анализ технического состояния объектов поселений Эвенкии и Таймыра // *Journal of Siberian Federal University. Humanities & Social Sciences*. (в печати).
4. **Бобров А.В., Тремясов В.А., Чернышев Д.А.** Энергоснабжение изолированных потребителей северных районов Красноярского края на базе возобновляемых источников энергии // *Инновации*, 2009. – №3.
5. **Информационный ресурс:** <http://www.nordwind-energieanlagen.de>.
6. **Старков А.Н.** Атлас ветров России / А.Н. Старков, Л. Ландберг, П.П. Безруких, М.М. Борисенко. – М.: Можайск–Терра, 2000.

#### ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ВЭС В КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

*Денисов Р.С., ФГБОУ ВПО С-Пб. государственный политехнический университет*

Калининградская область — полуэксклавный регион Российской Федерации, не входящий в единую энергосистему страны. С вводом второго энергоблока ТЭЦ-2 в конце 2010 года Калининградская область вышла на самообеспечение электроэнергией. Однако природный газ по трубопроводам, как и электроэнергия, доступен лишь через сопредельные государства, доставка (с перевалкой) и экологичное сжигание угля относительно дорогостоящи. Как следствие, в регионе определённое развитие получила альтернативная энергетика. В области уже существуют пилотный проект крупнейшей ВЭС в России: Зеленоградская ВЭС 5,1 МВт и несколько проектов оффшорных ВЭС на побережье Балтийского моря [1]. Однако существует необходимость альтернативного оффшорного проекта Зеленоградской ВЭС.

Одной из главных особенностей проектирования ВЭС является то, что процесс состоит из нескольких стадий, каждая из которых проводится с применением различных методов проектирования [2, 3]. Последователь-

ность проектирования ВЭС может быть следующей [4]: определение ветроэнергетических ресурсов в данной области (выбор наиболее перспективной площадки для проекта); определение основных параметров ветроэнергетической установки (номинальная мощность и класс); разработка компоновочных решений ветропарка с оптимизацией размещения ВЭУ внутри ВЭС; разработка электрической схемы и схемы выдачи мощности с расчётом устойчивости работы ветропарка в энергосистеме (расчёт токов короткого замыкания, статической и динамической стойкости); схема производства работ по строительной части и монтажу ВЭУ; определение технико-экономических характеристик проекта строительства ВЭС.

По методике [5], валовой ветропотенциал Калининградского полуострова составляет около 1100 МВт. Отмечено равномерное распределение скорости ветра вдоль всего побережья с небольшим увеличением в его северо-западной части, где и предполагается строительство ВЭС. Скорость ветра здесь состав-

ляет 7,5 – 8,0 м/с на высоте 100 м над уровнем моря. Варианты площадок ветропарка с наиболее плоским рельефом показаны на рис. 1 цифрами.

Проведено технико-экономическое сравнение площадок по ряду критериев с целью выбрать наиболее перспективную для проектирования и строительства (табл. 1).

Таблица 1  
Техническое сравнение площадок

№ участка	Площадь, км <sup>2</sup>	Средняя высота над уровнем моря, м	Близость по отношению к сетям 110 кВ	Удобство монтажа	
				Наличие подъездных дорог и инфраструктуры	Близкое расположение жилых помещений
1	1,5	48	+	+	-
2	2,5	53	-	+	-
3	3	48	+	+	+
4	3,2	45	-	-	-
5	1	55	+	+	+
6	3,6	52	-	+	+

Из анализа данных таблицы наилучшей признана площадка №3 около пос. Красно-Торовка. Близкое расположение к ней площадки №5 делает возможным расширение ветропарка.

К площадке №3 наиболее близко расположена подстанция 110 кВ О-8 «Янтарный». Мощность короткого замыкания в точке подключения  $S_{кз} = 1503,2$  МВт. Способность сети принимать дополнительную мощность в данной точке подключения характеризует отношение мощности ветропарка к мощности короткого замыкания на шинах подстанции, к которой происходит подключение. Максимальная мощность ВЭС, которую может выдержать энергосистема, составляет 0,02 от  $S_{кз}$  [6]. Значение максимальной подключаемой мощности для подстанции О-8 «Янтарный» равно 30 МВт.

На площадке №3 предлагается разместить 15 ВЭУ типа Enercon E-70 E4 установленной мощностью 2 МВт каждая. Годовая выработка электроэнергии от ВЭС  $\mathcal{E}_{год}$  посчитана по формулам (1, 2) через распределение Рейлея [7] и составляет 97,22 ГВт·ч.

$$f_{y,i} = \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_i - 0,5}{v_{cp}}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_i + 0,5}{v_{cp}}\right)^2\right), \quad (1)$$

$$\mathcal{E}_{год} = \sum_{i=1}^{8760} f_{y,i} \cdot P_i \cdot t, \quad (2)$$

где  $V_i$  — действительная скорость ветра, м/с,  $V_{cp}$  — средняя скорость ветра на данной территории, м/с,  $f_{y,i}$  — частотное распределение по скоростям,  $P_i$  — мощность, выдаваемая ВЭУ в сеть при данной скорости ветра, кВт.



Рис. 1. Калининградский полуостров и площадки размещения ВЭС

Реальное значение годовой выработки электроэнергии будет меньше в связи с рядом условий: вывод в ремонт электрооборудования, неблагоприятные погодные условия, эффект затенения [8] и т. д.

Для нахождения оптимального расположения ВЭУ в ветропарке использована программа WindPro 2.4. Учитывая рекомендованные схемы расположения ВЭУ в составе ВЭС [7], установки расставлены в шахматном порядке на расстоянии 400 – 500 м друг от друга. Рассчитано несколько вариантов расстановки и найден оптимальный (рис. 2). В рабочем окне программы белым цветом показаны места расположений ВЭУ. Значения мощности показаны в окне суммарных результатов (рис. 3). Условно окно можно разделить на три части: технические данные для расчёта, расчётные данные ВЭС и данные от каждой турбины. В первой части показаны: координатная привязка к местности (широта и долгота), высота площадки над уровнем моря (50 м), удельная выработка электроэнергии от ВЭС (1,963 кВт·ч/м<sup>2</sup>), средняя скорость ветра за год на высоте 100 м (6,3 м/с), среднее значение шероховатости поверхности (1,5) и т. д. Строка «Общие значения выработки энергии ВЭС» включают: значение годовой выработки за вычетом потерь (94,9 ГВт·ч), количество часов работы в год (2448), средняя скорость ветра на высоте ступицы ветроколеса

(7,88 м/с) и т. д. В третьей строке дана таблица со значениями годовой выработки от каждой турбины и добавлены технические показатели турбин: установленная мощность (2 МВт), диаметр ротора (71 м) и высота ступицы ветроколеса (114 м).

Следующим этапом проектирования является этап разработки главной схемы электрических соединений, проработка вариантов выдачи мощности в энергосистему и проверка оборудования на термическую, статическую и динамическую устойчивость.

Выбрана главная схема электрических соединений (рис. 4). Для соединения ВЭУ между собой применяется кольцевая схема соединений кабелем 35 кВ. Для повышения надёжности используется 2 кольца (по 7 и 8 ветроагрегатов в каждом кольце), каждое кольцо выведено на отдельную секцию шин (секции А и В на рис. 4). Между собой секции соединены секционным выключателем В13. Предполагается так же строительство повышающей подстанции 35/110 кВ, учитывая рекомендации фирмы-производителя Enercon [8, 10]. Ближайшие ЛЭП 110 кВ расположены на расстоянии 4 км от предполагаемого места строительства повышающей подстанции. На высокой стороне РУ применяется схема «Двойная система шин с одной обходной». Применение более дорогостоящей схемы обусловлено следующими досто-



Рис. 2. Рабочее окно с расположением ветропарка

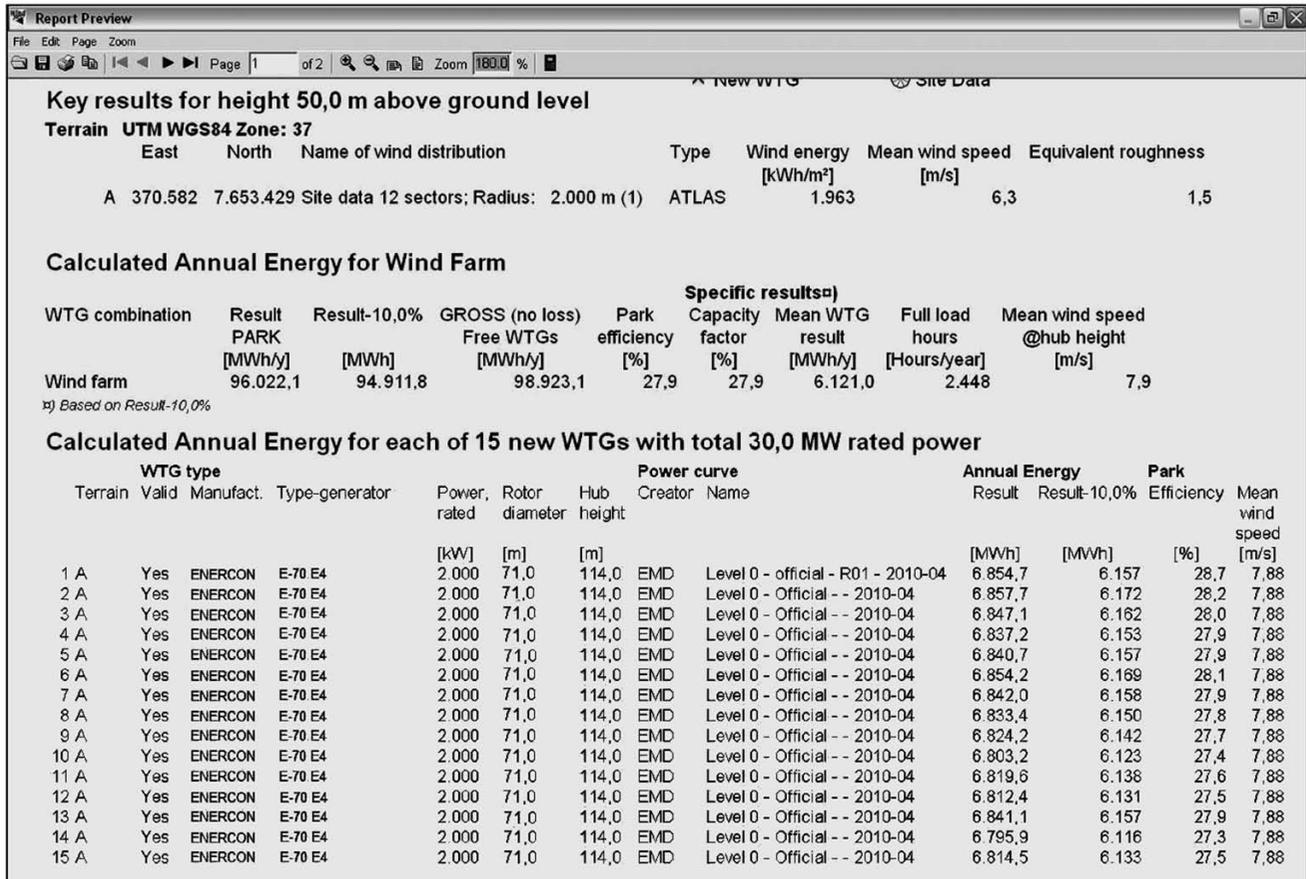
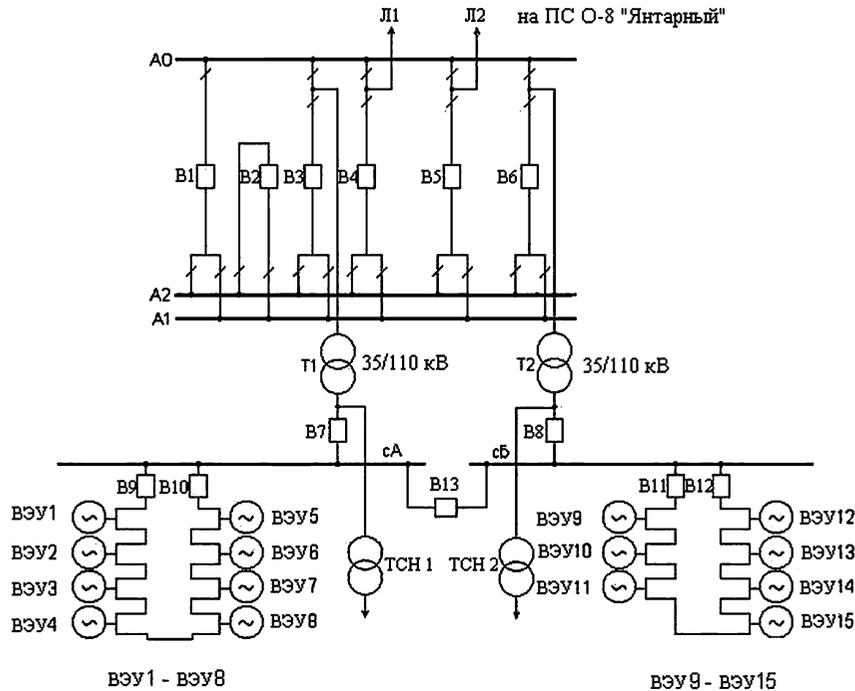


Рис. 3. Окно с результатами расчётов



Условные обозначения:  
 Л1, Л2 - линии 110 кВ;  
 В1 - В13 - выключатели;  
 Т1, Т2 - силовые трансформаторы;  
 ТСН1, ТСН2 - трансформаторы собственных нужд;  
 ВЭУ1 - ВЭУ15 - ветроэнергетические установки.

Рис. 4. Принятый вариант главной схемы

инствами: высокая ремонтпригодность, быстрое восстановление питания после короткого замыкания в одной из секций, высокий уровень надежности [11, 12].

Применение более простой схемы может привести к недоотпуску электроэнергии в сеть, ущерб от которого, согласно [13, 14], рассчитан по формуле:

$$V = Y_y \cdot K \cdot \frac{T_{\text{макс}}}{8760} \cdot \left( \sum_k \Delta P \cdot \omega_{ij} \cdot T_{\text{vij}} \right) \text{ тыс. руб./г.}, \quad (3)$$

где  $Y_y$  — удельный ущерб, на 1982 г.  $Y_y = 0,15$  руб/кВт·ч [13],  $K$  — повышающий коэффициент для перевода в цены 2012 года,  $K = 90$  [15];  $T_{\text{макс}}$  — время использования максимальной нагрузки, ч;  $\Delta P$  — отключившаяся суммарная мощность генерации одной из секций, кВт;  $k$  — число аварийных ситуаций, связанных с отключением одной из сум-

марных генераций;  $\sum_k \omega_{ij} \cdot T_{\text{vij}}$  — продолжительность отключения одной из суммарных генераций, ч/год, где  $\omega_{ij}$  — параметр потока отказа  $i$ -элемента в  $j$ -строке в таблице расчётных связей [13];  $T_{\text{vij}}$  — средняя длительность аварии.

Для схемы «Двойная система шин с одной обходной» ущерб от недоотпуска электроэнергии от ВЭС в сеть составляет 135,8 тыс. руб./год, что в среднем в 3 раза меньше, чем в других применяемых схемах.

Следующим этапом в проектировании является разработка схем производства работ по строительной части и монтажу ВЭУ. Ветроэнергетическая установка — особый вид энергетических сооружений, имеющий большую высоту. От дымовых труб данная установка отличается наличием вращающихся лопастей и генераторного оборудования на достаточной высоте. На данный момент в мировом опыте использования ветроэнергетических сооружений существуют типовые решения по строительству данных конструкций. Согласно [16], применяются краны марки Liebherr (рис. 5).

В зависимости от ВЭУ, вида грунта основания и условий работ изменяются и виды фундамента установки [17]. В проекте применяется монолитный железобетонный фундамент. Фундамент ВЭУ Enercon E-70 имеет форму круга (рис. 6). Изготавливается из прутьев металлической арматуры, конструкция

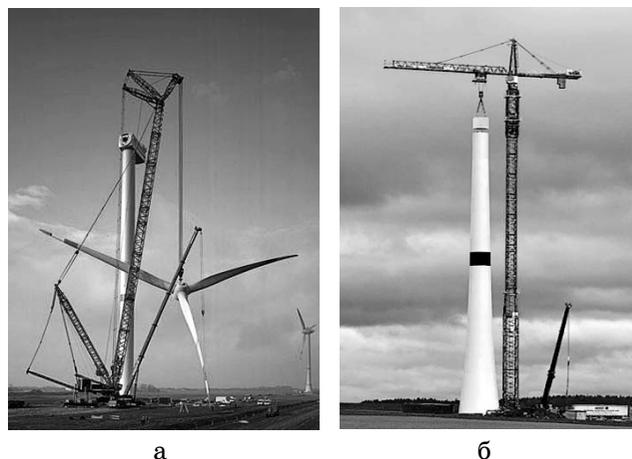


Рис. 5. Монтаж ВЭУ: а — гусеничный кран, б — башенный кран

заливается бетоном. На официальном сайте Enercon [9] приведены преимущества кругового основания:

силы, действующие на основание, равны при любых направлениях ветра;

конструкция значительно снижает площадь опалубки и количество арматуры и бетона, затраченного на строительство;

засыпка фундамента землёй из котлована включена в расчёт нагрузок. Это гарантирует стабильность даже при использовании меньшего диаметра фундамента.

Для каждой ВЭУ предусмотрено устройство фундамента в открытом котловане небольшой глубины. Глубина котлована зависит от расчётной глубины сезонного промерзания грунтов основания и глубины расположения уровня грунтовых вод в соответствии с [18].

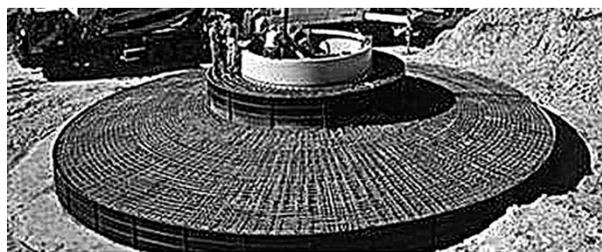


Рис. 6. Фундамент ВЭУ Enercon E-70

Экономическая целесообразность проекта рассчитана в соответствии с нормативными показателями [15, 19]. Доход от ВЭС в год рассчитан по формуле:

$$D = \mathcal{E} \cdot (C - CC), \quad (4)$$

где  $\mathcal{E}$  — количество отпущенной электроэнергии, кВт·ч/г,  $(C - CC)$  — разница цены электроэнергии для потребителей и себестоимости электроэнергии. Учитывая себестои-

мость электроэнергии — 1,20 руб./кВт·ч [20], и стоимость электроэнергии для потребителей — 2,97 руб./кВт·ч [21], разница в среднем равна 1,80 руб./кВт·ч.

Доход от реализации проекта в первый год равен:

$$D = 97\,000\,000 \cdot 1,80 = 174,6 \text{ млн. руб./г.}$$

Чистый дисконтированный доход за 10 лет составит порядка 400 млн. руб. Срок окупаемости, учитывая высокие капиталовложения (900 млн. руб), амортизационные отчисления (5% от суммарных капиталовложений ежегодно) и ежегодные потери электроэнергии, составят 7 лет. Индекс доходности — 1,67.

#### Выводы

На основании проведённой работы получены новые результаты по возможности использования ВЭУ в конкретном месте территории Калининградской области с обоснованием ветроэнергетических параметров, оптимизации размещения установок внутри ВЭС и технико-экономическими расчетами:

1. Учитывая анализ ветропотенциала Калининградского полуострова, найдена и обоснована площадка для проектирования и строительства оншорного ветропарка.

2. На данной площадке предложен проект

ВЭС, состоящий из 15 ВЭУ фирмы Enercon, установленной мощностью 2 МВт каждая, произведена оптимизация размещения данных ветрогенераторов на выбранном месте с учётом максимальной выработки электроэнергии.

3. Разработана главная схема электрических соединений, выбрано оборудование, проверенное на термическую и электродинамическую стойкость.

4. Оценена техническая возможность присоединения ветропарка к энергосистеме Калининградской области, и предложен вариант выдачи вырабатываемой электроэнергии на напряжении 110 кВ через ПС О-8 «Янтарный».

5. Оценена надёжность энергосбережения данного проекта, ущерб от недоотпуска электроэнергии в сеть по ценам 2012 года составил 135,8 тыс. руб./год, что показывает целесообразность использования дорогой схемы электрических соединений.

6. Выбран фундамент и предположена схема производства работ по строительной части.

7. Выполненные технико-экономические расчёты по проекту показывают его высокую рентабельность. ЧДД за 10 лет — 400 млн. руб. Срок окупаемости проекта — около 7 лет.

**Ключевые слова:** ветровая энергия, ветроэнергетическая установка, схемы, энергия, мощность, строительство, надёжность

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Белей В.Ф. Никишин А.Ю. Ветроэнергетика Калининградской области: состояние вопроса, проблемы и перспективы развития // Международный семинар «Энергетика — движущая сила устойчивого развития в регионе Батийского моря» (г. Калининград, 10 – 11 июня 2009 г.). Сборник докладов. – Калининград, 2009.
2. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика. – С-Пб: СПбГПУ, 2011.
3. Безруких П.П. Ветроэнергетика. Справочное и методическое пособие. – М.: Энергия, 2010.
4. Елистратов В.В., Панфилов А.А. Проектирование и эксплуатация установок нетрадиционной и возобновляемой энергетике. Ветроэлектрические установки. Учебное пособие. – С-Пб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2011.
5. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения /Под редакцией В.Г. Николаева. – М.: АТМОГРАФ, 2008.
6. Белей В.Ф. Никишин А.Ю. Ветроэнергетика России: анализ научно-технических и правовых проблем //Электричество, 2011. – №7.
7. Елистратов В.В., Кузнецов М.В. Теоретические основы нетрадиционной и возобновляемой энергетике. Часть 1.Определение ветроэнергетических ресурсов региона. - С.-Пб.: С-ПбГПУ, 2003/
8. Summary report: The shadow effect of large wind farms: measurements, data analysis and modeling. Sten Frandsen, Rebecca Barthelmie, Ole Rathmann (Risø National Laboratory Technical University of Denmark) October 2007.
9. URL: <http://www.enercon.de> (дата обращения: 16.11.2012).
10. EC 61400 – 21, Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.

11. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок. Учебное пособие для вузов. – М.: МЭИ, 2006.
12. Электрическая часть электростанций и подстанций / Под ред. А.А. Васильева, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
13. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. Учебник для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982.
14. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. Справочник. – М.: ЭнергоАТОМИЗДАТ, 2000.
15. Ульянов П.Н. Экономика и организация энергетического производства /Методические указания по выполнению курсовых работ, спец. Электрические станции. – Калининград: КГТУ, 2009.
16. Официальный сайт компании Liebherr: URL: [http://www.liebherr.com/ru-RU/default\\_lh.wfw](http://www.liebherr.com/ru-RU/default_lh.wfw) (дата обращения: 12.11.2012).
17. Елистратов В.В., Константинов И.А., Панфилов А.А. Расчет фундаментов ветроэнергетических установок (части 1, 2). Учебное пособие. – С-Пб: СПбГПУ, 2001.
18. СНиП 2.02.01-83. Основания зданий и сооружений. Госкомитет СССР по делам строительства, М., 1985.
19. Сидоренко Г.И., Кудряшева И.Г., Пименов В.И. Экономика установок нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Техничко-экономический анализ. Учебное пособие. – С-Пб: СПбГПУ, 2008.
20. URL: [http://www.iescorporation.org/energосnabzhenie/vozobnovlyaemie\\_istochniki\\_energii/](http://www.iescorporation.org/energосnabzhenie/vozobnovlyaemie_istochniki_energii/) (дата обращения: 20.11.2012).
21. URL: <http://www.pes.spb.ru/tariffs/2/> (дата обращения: 20.11.2012).

## ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ РЕСПУБЛИКИ ЛИТВА

*Адамовичус В.Б., д. т. н., Технологический университет, г. Каунас,  
Николаев В.Г., д. т. н., НИЦ «АТМОГРАФ», Харченко В.В., д. т. н., ВИЭСХ, г. Москва*

Качественное представление о ветроэнергетических ресурсах (ВЭР) той или иной территории дает средняя по сезонам или по году скорость ветра, основным источником данных о которой до недавнего времени являлись многолетние метеорологические измерения на государственной сети гидрометеорологических станций. Принято считать, что наличие в районе среднегодовых скоростей ветра на высоте 10 – 15 м более 5 м/с может представлять практический интерес для ветроэнергетики.

Для большей части территории Республики Литва характерны невысокие значения среднегодовых скоростей ветра (менее 4 м/с), данные лишь немногих метеостанций в районе Балтийского моря указывают на возможное наличие в этих районах достаточных ветровых ресурсов, подходящих для практического использования. Для более точного определения ветрового потенциала авторами использованы данные многолетнего (за период 1961 – 1980 гг.) шаропилотного радиозондирования ветра в пограничном слое атмосферы на сети аэрологических станций Республики Литва и соседних с ней России, Беларуси и Латвии.

На рис. 1 приведена карта территориального распределения среднегодовых скоростей ветра на высоте 100 м по многолетним данным аэрологических станций.

Выбор высоты 100 м обусловлен ее близостью к высоте башен современных ВЭУ мегаваттной мощности и наличием для нее экспериментальных аэрологических данных (100 м — это стандартный уровень измерений на всех аэрологических станциях бывшего СССР). Карта построена с использованием базы аэрологических данных НИЦ «АТМОГРАФ».

Абсолютные значения скорости ветра и ее распределение по территории Республики Литва на высоте 100 м существенно отличаются от данных приземных метеорологических измерений. На большей части территории Республики Литва среднегодовые скорости превышают 7 м/с, а в северо-западной части страны — 7,5 м/с. Наиболее «ветренными» являются прибрежные районы Балтийского моря, где скорости ветра превышают 8 – 8,5 м/с.

Более информативным показателем ветроэнергетического потенциала является среднегодовая удельная мощность ветра  $W$  (Вт/м<sup>2</sup>),

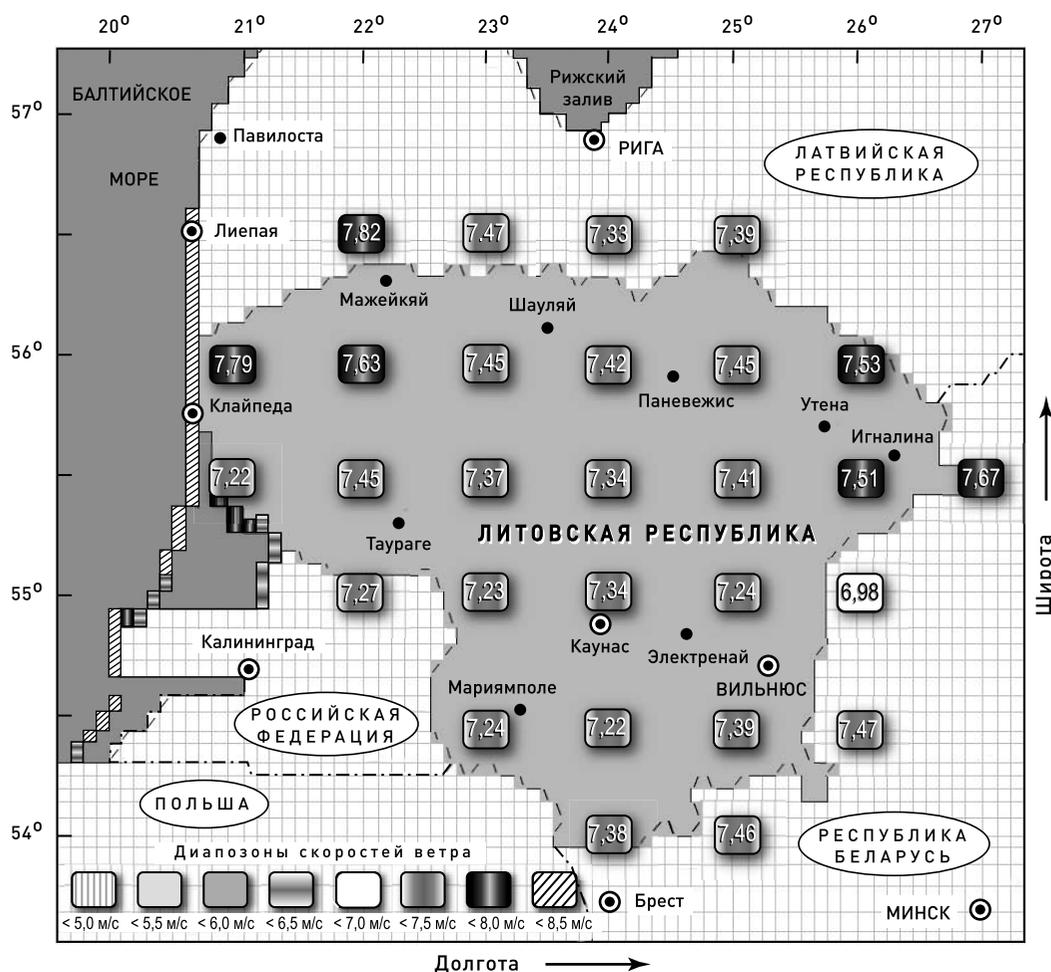


Рис. 1. Территориальное распределение скоростей ветра на высоте 100 м по многолетним данным аэрологических станций региона

рассчитанная авторами по многолетним аэрологическим данным для высоты 100 м. Удельная мощность ветра согласно международным методикам определяется по формуле:

$$W = \rho / \rho_0 \cdot \int_0^{\infty} V^2 \cdot f(V) dV = \rho / \rho_0 \cdot \sum_{n=1}^N V^2 \cdot G(V_n), \quad (1)$$

где  $\rho$  и  $\rho_0$  — реальная для каждого района или пункта среднегодовая, определяемая согласно ГОСТ Р 54084) и стандартная ( $1,225 \text{ кг/м}^3$ ) плотность воздуха на высоте 100 м,  $V$  — среднегодовая скорость ветра,  $f(V)$  и  $G(V)$  — аналитические и эмпирико-статистические функции плотности вероятности распределения скорости ветра. Табулированные функции  $G(V)$  или повторяемости скорости ветра по градациям получены в данной работе для каждого района статистической обработки многолетних срочных аэрологических данных по методике, развитой НИЦ «АТМОГРАФ» [1, 2]. Используемые для расчетов среднегодовые функции  $G(V)$  для районов Клайпеды (побере-

жье Балтийского моря) и Вильнюса – Каунаса (материковая часть республики) для высоты 100 м приведены на рис. 2.

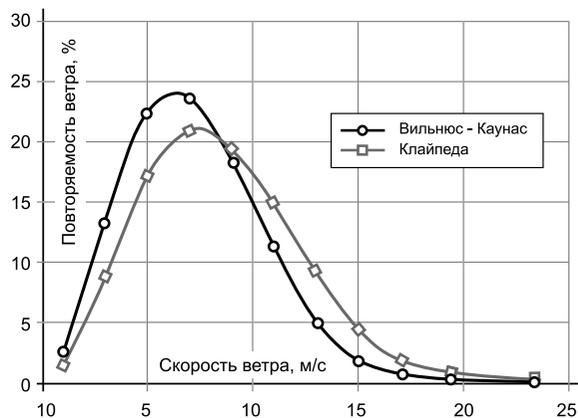


Рис. 2. Среднегодовая табулированная функция  $G(V)$  плотности вероятности распределения скорости ветра для высоты 100 м

Карта распределения удельной мощности ветра по территории Республики Литва приведена на рис. 3.

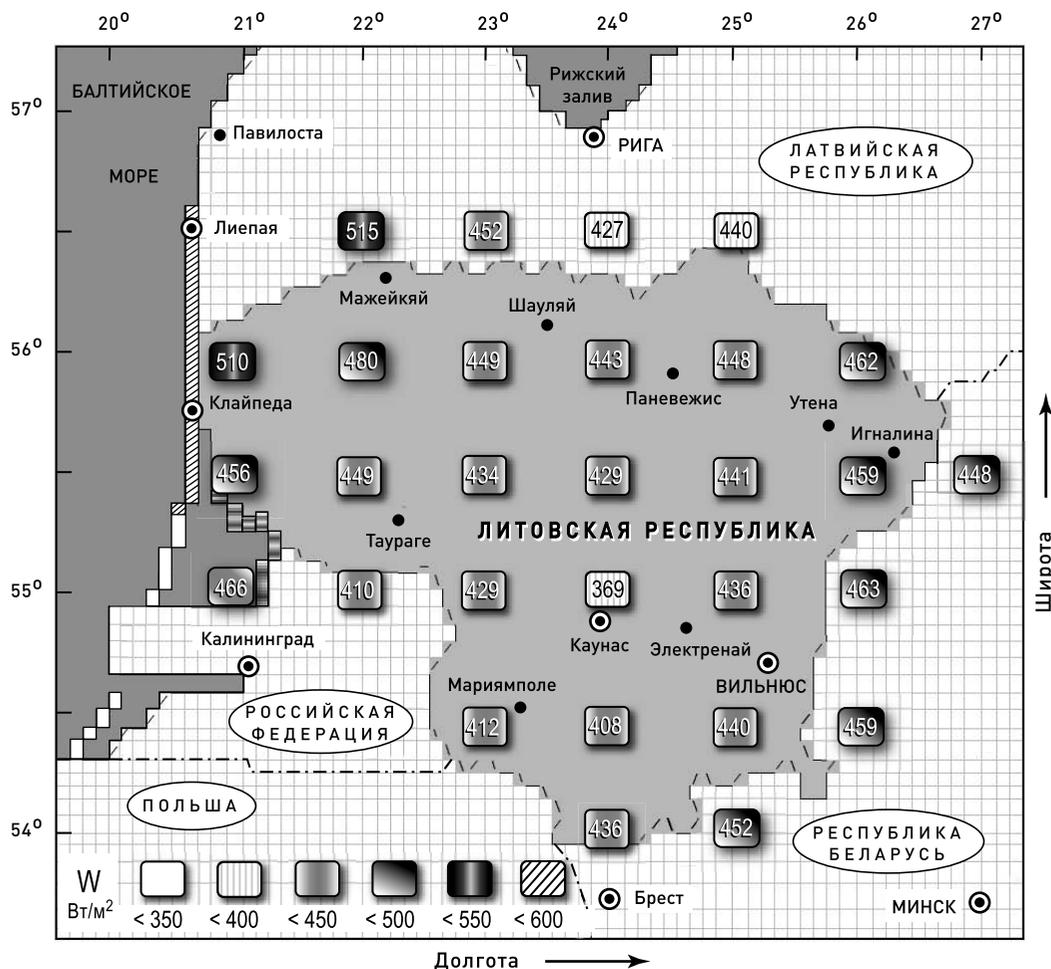


Рис. 3. Территориальное распределение удельной мощности ветра (в Вт/м<sup>2</sup>) на высоте 100 м по данным аэрологических станций региона

На большей части территории Республики Литва значения удельной мощности ветра  $W$  лежат в диапазоне 400 – 500 Вт/м<sup>2</sup>. При таких значениях энергетическая эффективность ВЭС, исчисленная в терминах коэффициентов использования номинальной мощности  $K_{ИУМ}$  ВЭУ последних поколений, составляет не менее 28%, что по международным критериям достаточно для эффективного использования ВЭС.

Коэффициент использования номинальной мощности  $K_{ИУМ}$  ВЭУ – показатель ее энергетической и экономической эффективности – определяется соотношением:

$$K_{ИУМ} = P_{ВЭУ\text{ РАСП}} / P_{ВЭУ\text{ НОМ}}, \quad (2)$$

где  $P_{ВЭУ\text{ РАСП}}$  и  $P_{ВЭУ\text{ НОМ}}$  – располагаемая (средняя за год) и номинальная мощности ВЭУ соответственно. Располагаемая мощность ВЭУ  $P_{ВЭУ\text{ РАСП}}$ , согласно международным методикам, определяется по формуле:

$$P_{ВЭУ\text{ РАСП}} = K_{ТГ} \cdot K_{НИД} \cdot \rho / \rho_0 \cdot \int_{V_0}^{V_{БУР}} P(V) \cdot f(V) dV = K_{ТГ} \cdot K_{НИД} \cdot \sum_{n=1}^N P(V_n) \cdot G(V_n), \quad (3)$$

где  $K_{НИД}$  – коэффициент неидеальности ВЭУ, определяемый инерционностью систем управления, экранированием ветра препятствиями и самими ВЭУ, неоднородностью обдувки ветроколеса, потерями в сетях ВЭС и их собственным потреблением электроэнергии и пр. [1],  $K_{ТГ}$  – коэффициент технической готовности ВЭУ,  $V_{БУР}$  и  $V_0$  – соответственно буревая, при которой ВЭУ останавливается во избежание поломки, и стартовая скорость ветра, ниже которой ВЭУ не работает,  $P(V)$  – рабочая характеристика ВЭУ, определяется расчетным путем или экспериментально (в сертификационных испытаниях),  $G(V_n)$  – статистически определяемые повторяемости скорос-

тей ветра по градациям,  $N$  — число градаций,  $f(V)$  — аппроксимирующая  $G(V_n)$  аналитическая функция — плотность вероятности распределения ветра по скоростям на высоте оси ветроколеса (порядка 100 м).

Для примера, на рис. 4 приведена карта территориального распределения расчетной энергетической эффективности современных ВЭУ мегаваттного класса в терминах  $K_{иум}$  (на примере ВЭУ SWT-93-2.3 номинальной мощности 2,3 МВт с диаметром ветроколеса 93 м и высотой башни 100 м производства немецкой компании Siemens — одного из лидеров мирового производства ветротехники).

В береговых зонах Республики Литва удельная мощность ветра на высоте 100 м, рассчитанная по данным многолетних аэрологических измерений, составляет от 550 до 600 Вт/м<sup>2</sup> (см. рис. 3).

При этом расчетные значения  $K_{иум}$  для ВЭУ типа SWT-93-2.3 составят от 30 до 34%, при которых использование ВЭС экономически оправдано по всем международным критериям.

Места на карте с коэффициентом использования номинальной мощности ВЭУ  $K_{иум} \geq 29 - 30\%$  ( $\geq 2500 - 2600$  тысяч часов работы ВЭС с номинальной мощностью) обладают ветровыми ресурсами, достаточными для их эффективной утилизации по любым сегодняшним ( $K_{иум} \geq 25\%$ ) и планируемым ( $K_{иум} \geq 28 - 30\%$  к 2014 г.) международным критериям.

Технический потенциал Республики Литва оценивался по методике, описанной в [1]. Методика построена на определении суммарной мощности гипотетически установленных на допустимой доле площади Республики наиболее энергетически эффективных современных ВЭУ по многолетним аэрологическим

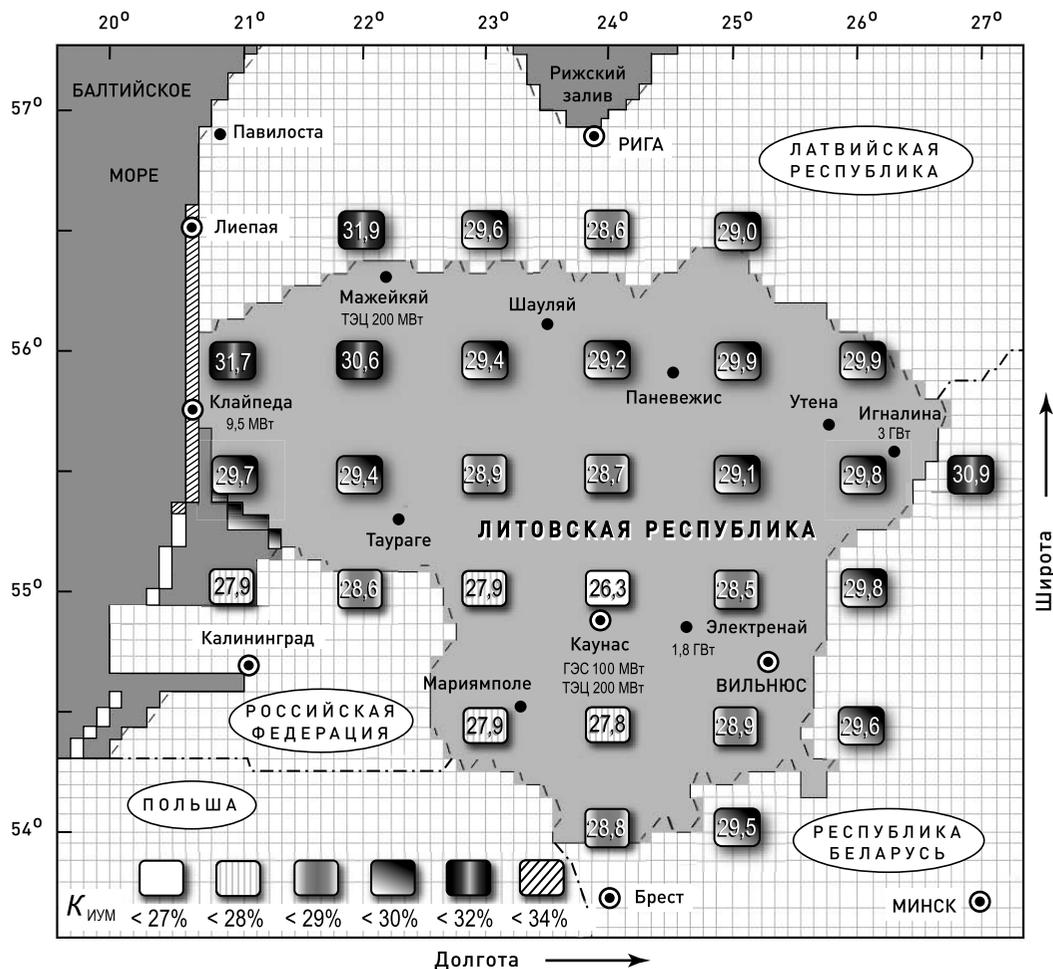


Рис. 4. Территориальное распределение расчетных значений  $K_{иум}$  ВЭУ Siemens SWT-93-2.3 на высоте 100 м по многолетним данным аэрологических станций Республики Литва и соседних республик

данным. К таковым при характерных для большей части Республики значениях ветрового потенциала относятся ВЭУ последних поколений номинальной мощности 2 – 3 МВт типа V 112 (номинальной мощности 3 МВт, производства компании Vestas, Дания); MV 3.6–118 (3,6 МВт), производства компании Mervento (Финляндия); E 101 (3 МВт) и E 115 (2500 МВт), производства компании Enercon (Германия); AV 109 / 3000 (3 МВт), производства компании Acciona (Испания); SWT–2.3–93, SWT–2.3–101 и SWT–2.3–113 (2,3 МВт), производства компании Siemens (Германия) с высотой типовых башен около 100 м с повышенными значениями параметра  $K_{\text{ИУМ}}$  за счет увеличенных диаметров ветроколес.

В соответствии с подходом, развитым в [2], предполагалось, что ВЭУ могут быть установлены по крайней мере на половине сельскохозяйственных пахотных угодий Республики (их площадь по данным Департамента статистики Литовской Республики составляла на 2009 г. около 13,7 тыс. км<sup>2</sup>), то есть на площади около 7,0 тыс. км<sup>2</sup>. При этом ВЭУ размещаются наиболее плотным и экономичным образом — в узлах правильной треугольной сетки со стороной треугольника 10 диаметров ветроколеса ВЭУ для минимизации ветрового экранирования ВЭУ друг другом. По оценкам авторов, наиболее энергетически эффективной ВЭУ для оценок технического ветроэнергетического потенциала является E 101 номинальной мощности 3 МВт с диаметром ветроколеса 101 м. Средний  $K_{\text{ИУМ}}$  по территории Республики составил для данной ВЭУ около 29 %.

Оцененный таким образом технический ветроэнергетический потенциал Республики Литва составляет около 53 млрд. кВт·ч/год (при суммарной установленной мощности ВЭУ около 21 ГВт) и примерно в 4 раза превышает годовую выработку всех электростанций Республики, составлявшую в 2008 г. около 14 млрд кВт·ч/год.

Допустимая по технологическим нормативам (20% от суммарной мощности энергосистем, равной в 2008 г. в среднем 1600 МВт) суммарная установленная мощность и выработка ВЭС республики Литва может достигать соответственно 320 МВт (до 110 ВЭУ E 101) и до 0,81 млрд кВт·ч /год, покрывая до 6% энергопотребления республики в 2008 г.

Для размещения ВЭС, обеспечивающих указанную выработку электроэнергии, требуются суммарные площади около 320 км<sup>2</sup>, или 0,5% территории республики.

Приведенная на карте расчетная энергетическая эффективность ВЭС позволяет получать с их помощью электроэнергию с оценочной себестоимостью ≤ 5,0 – 6,0 EURO-центов/кВт·ч во многих районах территории республики [5].

Оцененные запасы ветроэнергетических ресурсов при наличии больших территориальных возможностей для выбора оптимальных для ВЭУ мест их размещения позволяют рассматривать ветроэнергетику как одну из наиболее экономичных, эффективных и перспективных отраслей электроэнергетики Республики Литва не только в отдаленной перспективе, но уже сегодня.

**Ключевые слова:** ветроэнергетические ресурсы, Республика Литва, ветровой потенциал, территориальное распределение ветроэнергетических ресурсов, аэрологические данные, мощность ВЭУ, энергетическая эффективность ВЭС

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. – М: АТМОГРАФ, 2009.
2. Николаев В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития и использования ветроэнергетики в России. – М: АТМОГРАФ, 2011.
3. Национальный стандарт ГОСТ Р 54084–2010.
4. Николаев В.Г. Перспективы развития мировой и отечественной ветроэнергетики. Приложение к журналу «Энергетик», 2012. – Вып. 8, 9, 10. — М.: НТФ «Энергопрогресс».
5. 42. Wind Energy — The Facts. A guide to the technology. Economics and future of wind power. European Wind Energy Association (EWEA). Earthscan. London · Sterling, VA. 2009.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ВЕРТИКАЛЬНО-ОСЕВОЙ ТУРБИНЫ  
С ПЛОСКО-ПАРАЛЛЕЛЬНЫМИ ЛОПАТКАМИ

Грибков С.В. к.т.н., НИМК ЦАГИ, Перегудов В.Н., к. физ.-мат. н.,  
НИЦ «Курчатовский институт»

В последние годы проявился большой интерес к вертикально-осевым ветроэнергетическим установкам. Имеющиеся по ним сведения не дают полной информации об их энергетической эффективности. ЗАО НИЦ «ВИНДЭК» в течение ряда лет занималось разработкой вертикально-осевых установок модульной конструкции. Проведенные продувки их моделей с лопатками типа «дужка» показывают сравнительно невысокие коэффициенты преобразования. Поэтому возникла необходимость в аналитическом исследовании возможностей таких ветроустановок.

Исследование возможностей вертикально-осевой турбины с плоско-параллельными лопатками носит преимущественно экспериментальный характер. Такое развитие позволяет оптимизировать конструкцию лишь интуитивно. Теоретическое исследование относится лишь к определению максимального коэффициента использования энергии ветра  $\xi$  плоской поверхностью, расположенной перпендикулярно к направлению ветра и перемещающейся в этом же направлении. Однако такая схема движения не реализуется в турбинах ветродвигателей, где происходит вращательное движение лопаток, и направления векторов скоростей воздушного потока и лопаток не совпадают.

В настоящей работе делается попытка теоретического поиска оптимальной величины коэффициента использования энергии ветра в зависимости от положения направляющих, которые могут изменять вектор скорости воздушного потока относительно лопаток турбины. Целью данной работы является теоретический поиск оптимума по основным и наиболее важным параметрам конструкции, а именно: наклон направляющих, внутренний радиус лопаток при заданном габаритном размере по внешнему радиусу и количеству лопаток. Нижеследующие расчеты показывают, что эти параметры связаны между собой, и их оптимальный выбор требует совместного рассмотрения.

Математическая модель вертикально-осевой турбины с плоско-параллельными лопатками

В данном подходе рассматривается простейшая модель вертикально-осевой турбины с плоскими лопатками высотой  $h_m$  при наружном радиусе  $r_m$  (см. рис. 1). Далее будет рассмотрено преобразование энергии ветра одной из лопаток турбины в энергию вращательного движения в рамках импульсной теории.

На рис. 1 показано стрелками, что направление воздушного потока, формируемое направляющими, составляет угол  $\nu$  с плоскостью лопатки. При этом рассматриваются углы падения  $\nu > \delta$ , где  $\delta$  — угол между соседними лопатками, который определяется количеством лопаток  $n_1$  ( $\delta = 2\pi/n_1$ ). Количество энергии ветра, преобразуемое элементом поверхности лопатки  $h_m dr$  в единицу времени, пропорционально этой площади, квадрату относительной скорости ветра  $(V \sin \nu - \omega r)^2$  и скорости движения рассматриваемого элемента поверхности лопатки  $\omega r$ . Таким образом, приращение мощности вращательного движения от элемента поверхности лопатки может быть записано в виде:

$$dP = C_x h_m \frac{\rho}{2} (V \sin \vartheta - \omega r)^2 \omega r dr, \quad (1)$$

где  $C_x$  — коэффициент лобового сопротивления,  $\rho$  — плотность воздуха,  $V$  — скорость воздушного потока, падающего на лопатку,  $\omega$  — частота вращения турбины. Интегрирование по площади лопатки сводится к интегрированию по радиусу лопатки от минимального  $r_i$  до максимального  $r_m$  и позволяет получить мощность вращательного движения турбины  $P_1$  под действием воздушного потока, падающего на одну лопатку:

$$P_1 = C_x h_m \frac{\rho}{2} \omega \left[ V^2 \sin^2 \vartheta (r_m^2 - r_i^2) / 2 - 2\omega V \sin \vartheta (r_m^3 - r_i^3) / 3 + \omega^2 (r_m^4 - r_i^4) / 4 \right]. \quad (2)$$

Определяя далее коэффициент использования энергии ветра ( в соответствии с [1], как отношение энергии, преобразуемой во враща-

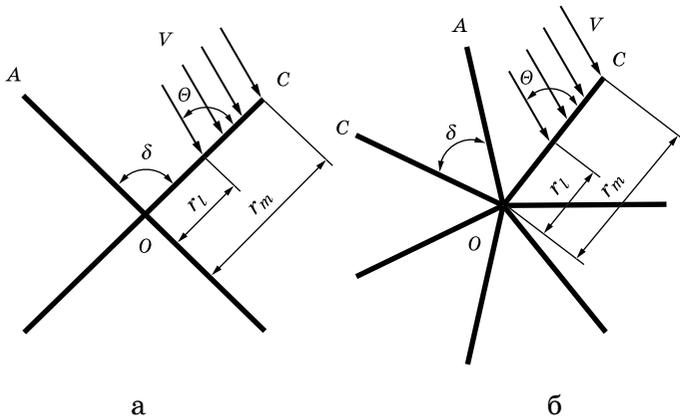


Рис.1. Схематическое изображение фрагмента четырехлопастной (а) и семилопастной (б) вертикально-осевой турбины. Стрелками показано направление воздушного потока на лопатку турбины

тельное движение, к энергии воздушного потока, падающего на ометаемую площадь  $h_m r_m$ , получим:

$$\xi_1 = P_1 / (h_m r_m V^3 \rho / 2). \quad (3)$$

Использование индекса 1 означает, что данная величина коэффициента обусловлена преобразованием энергии только одной лопаткой турбины. Дальнейшее преобразование выражения (3) с учетом (2) приводит к следующему виду коэффициента использования энергии ветра:

$$\xi_1 = \frac{C_x \omega r_m}{2 V} \left[ \left( 1 - \frac{r_1^2}{r_m^2} \right) \sin^2 \vartheta - \frac{4 \omega r_m}{3 V} \left( 1 - \frac{r_1^3}{r_m^3} \right) \sin \vartheta + \frac{1}{2} \left( \frac{\omega r_m}{V} \right)^2 \left( 1 - \frac{r_1^4}{r_m^4} \right) \right] \quad (4)$$

Выражение (4) для коэффициента использования энергии ветра является естественным обобщением уравнения (63) из монографии [1] при переходе от рассмотрения движения незакрепленной плоской поверхности в воздушном потоке к движению лопатки, вращающейся вокруг закрепленной вертикальной оси турбины. В нашем случае вместо отношения скоростей  $U/V$  в уравнении (63) из [1] фигурирует параметр быстроходности  $Z = \omega r_m / V$ . В выражение для коэффициента использования энергии ветра входят также геометрические параметры турбины  $r_m, r_1$  и угол падения воздушного потока на лопатку  $\vartheta$ . Использование тригонометрической теоремы синусов в треугольнике ОАС (рис.1)

позволяет выразить отношение минимального и максимального радиусов лопатки турбины через угловые параметры  $\vartheta$  и  $\delta$ :

$$\frac{r_1}{r_m} = \frac{\sin(\vartheta - \delta)}{\sin \vartheta}. \quad (5)$$

Удобно также ввести понятия относительного радиуса  $R = r_1 / r_m$  и относительной ширины лопатки  $1-R$ . В этих обозначениях выражение (4) для коэффициента использования энергии ветра преобразуется к виду:

$$\xi_1 = \frac{C_x}{2} Z(1-R) \left[ \frac{(1+R)\sin^2 \vartheta - \frac{4}{3}Z(1+R+R^2)}{\sin \vartheta + \frac{1}{2}Z^2(1+R+R^2+R^3)} \right]. \quad (6)$$

Простейший анализ выражения (6) показывает, что максимальное использование энергии ветра при помощи вертикально-осевой турбины может быть достигнуто при одном из двух значений быстроходности  $Z$ , которые являются корнями уравнения  $\partial \xi_1 / \partial Z = 0$ . В свою очередь, решение этого уравнения, которое имеет вид:

$$Z^2 - \frac{16}{9} Z \frac{1+R+R^2}{1+R+R^2+R^3} \sin \vartheta + \frac{2}{3} \frac{1+R}{1+R+R^2+R^3} \sin^2 \vartheta = 0, \quad (7)$$

дает эти два значения быстроходности:

$$Z_{1,2} = \left[ \frac{8(1+R+R^2) \pm \sqrt{54R^2 + 10(1+R+R^2)^2}}{9(1+R+R^2+R^3)} \right] \sin \vartheta. \quad (8)$$

Попутно заметим, что уравнение (7) аналогично уравнению, полученному в [1], и отличается от него лишь более сложными коэффициентами, зависящими в нашем случае от относительного радиуса лопатки  $R$  и угла падения воздушного потока на лопатку  $\vartheta$ . Так же как и в [1] имеется два решения (8), из которых нужно выбрать одно, отвечающее максимальному значению коэффициента использования энергии ветра. Численный анализ величины коэффициента использования энергии ветра показывает, что в рабочем диапазоне углов  $\vartheta > \delta$  максимальное значение  $\zeta_1(Z_1) > \zeta_1(Z_2)$ . При этом первый корень  $Z_1$ , отвечающий знаку минус в уравнении (8), всегда меньше второго корня  $Z_2$ , отвечающего знаку плюс. Кроме того, величина быстроходности  $Z_1 < 1$ , т. е. скорость конца лопатки  $\omega r_m$

не превышает скорости воздушного потока  $V$ . Таким образом, в рамках данной математической модели максимальная величина коэффициента использования энергии ветра достигается при низкой быстроходности.

Максимальная величина коэффициента использования энергии ветра достигается при таком угле падения воздушного потока  $\nu$  на лопатку турбины, который отвечает решению уравнения  $\partial \xi_1 / \partial \vartheta = 0$ . Это уравнение после дифференцирования величины коэффициента использования энергии ветра (6) и простых преобразований принимает следующий вид:

$$\begin{aligned} & [(1-R^2)\sin\vartheta - 2Z(1-R^3)/3]\cos\vartheta - \\ & R(1-ZR/\sin\vartheta)^2 \sin\delta = 0 \end{aligned} \quad (9)$$

Совместное решение уравнений (9) и (8) с использованием корня  $Z_1$  дает оптимальное значение угла  $\nu$  и позволяет выбрать наиболее рациональную конструкцию направляющих воздушного потока для рассматриваемой турбины с заданным количеством лопаток  $n_1$ .

Важной аэродинамической характеристикой турбины является также величина крутящего момента  $M$ , которая связана с мощностью вращательного движения  $P$  простым соотношением:

$$M = P / \omega. \quad (10)$$

Для сравнения турбин по этому параметру принято использовать величину относительного крутящего момента

$\bar{M} = \frac{M}{h_m r_m^2 \rho V^2 / 2}$ , которая после преобразований с учетом соотношений (2–4), а также выражения для быстроходности принимает вид:

$$\bar{M}_1 = \xi_1 / Z = \frac{C_x}{2} (1-R) \left[ \frac{(1+R)\sin^2\vartheta - \frac{4}{3}Z(1+R+R^2)\sin\vartheta + \frac{1}{2}Z^2(1+R+R^2+R^3)}{2} \right]. \quad (11)$$

Здесь также как и в выражении (6) индекс 1 означает, что данная величина относительно крутящего момента обусловлена воздействием воздушного потока на одну лопатку турбины. Выражение (11) при нулевой быстроходности дает относительную величину пускового крутящего момента:

$$\bar{M}_1(Z=0) = \frac{C_x}{2} (1-R^2)\sin^2\vartheta. \quad (12)$$

Простейший анализ выражения (11) показывает, что величина относительного кру-

тящего момента является убывающей функцией быстроходности в диапазоне

$$0 \leq Z \leq \frac{4}{3} \frac{1+R+R^2+R^3}{1+R+R^2} \sin\vartheta, \text{ т. е. от } Z=0 \text{ вплоть}$$

до  $Z=1$  относительная величина пускового крутящего момента больше относительной величины крутящего момента вращающейся турбины. Это обстоятельство должно обеспечивать легкий запуск данной турбины и кратчайший разгон до частоты вращения, соответствующей оптимальной величине быстроходности и максимальной величине коэффициента использования энергии ветра.

### Результаты расчетов

Расчитанные зависимости коэффициента использования энергии ветра  $\zeta_1$  от угла падения воздушного потока на лопатку турбины  $\nu$  с использованием формул (6), (8) и (9) приведены на рис. 2 для различного количества лопаток  $n_1 = 4, 5, 6, 8, 10, 12$ . В этих расчетах была использована величина коэффициента лобового сопротивления для плоской поверхности лопатки  $C_x = 1,3$ , взятая из [1]. Из расчетов по общим формулам (8) и (9) следует, что максимальный коэффициент использования энергии ветра для турбины с четырьмя лопатками, когда угол между лопатками  $\delta = 90^\circ$  достигается при величине угла падения воздушного потока на лопатку  $\nu = \delta = 90^\circ$  и составляет  $\zeta_1 = 0,149$ , а расчетная быстроходность равна  $Z_1 = 0,537$ . Однако в этом частном случае общая схема расчетов по формулам, приведенным в предыдущем разделе, может быть существенно упрощена. Для этого необходимо сразу учесть, что в случае турбины с четырьмя лопатками оптимальной является величина минимального радиуса лопатки  $r_1 = 0$ . В этом случае существенно упрощаются общие формулы для  $\zeta_1$  (6) и  $Z_1$  (8), т.к. в них нужно положить  $R = 0$ . С учетом этого обстоятельства формула (8) для  $Z_1$  принимает вид:

$$Z_1 = \left[ \frac{8 - \sqrt{10}}{9} \right] \sin\vartheta = 0,537 \sin\vartheta. \quad (8^*)$$

Подставляя  $R = 0$  и упрощенную формулу (8\*) для  $Z_1$  в уравнение (9), получаем:

$$\sin 2\vartheta = 0, \quad (9^*)$$

из которого следует, что в случае  $n_1 = 4$  оптимальный угол падения воздушного потока

$\nu = 90^\circ$  на лопатку турбины. Упрощенная формула (6) для  $\xi_1$  в случае  $n_l = 4$  может быть записана в виде:

$$\xi_1 = \frac{C_x}{2} Z_1 \left[ \sin^2 \vartheta - \frac{4}{3} Z_1 \sin \vartheta + \frac{1}{2} Z_1^2 \right], \quad (6^*)$$

где для  $Z_1$  следует использовать (8\*). В результате, с учетом  $\nu = 90^\circ$  и  $C_x = 1,3$ , получим:

$$\xi_1 = \frac{C_x}{2} 0,537 \left[ 1 - \frac{4}{3} 0,537 + \frac{1}{2} (0,537)^2 \right] = 0,149. \quad (6^{**})$$

Сравнивая этот результат с расчетом коэффициента использования энергии ветра, приведенным в [1], для незакрепленной плоскости, который дает величину  $\xi = 0,192$ , мы получаем что коэффициент использования энергии ветра для лопатки, вращающейся вокруг закрепленной оси, снижается более чем на 20% по отношению к незакрепленной плоскости.

В конструкции турбины с  $n_l = 4$  отсутствует эффект затенения воздушного потока за счет наличия соседних лопаток, поэтому в данном случае ометається вся поверхность лопатки площадью  $h_m r_m$ . Для турбин с количеством лопаток  $n_l > 4$  и  $\delta < 90^\circ$  начинает проявляться эффект затенения воздушного потока, что приводит к снижению коэффициента использования энергии ветра  $\xi_1$  в расчете на одну лопатку. При этом все угловые зависимости коэффициента использования энергии ветра для  $n_l > 4$  имеют ярко выраженный максимум, положение которого, как следует из рис. 2, зависит от количества лопаток турбины или от величины угла между лопатками  $\delta = 2\pi/n_l$ . Это означает, что не оптимальное направление воздушного потока на лопатки турбины может в разы снизить коэффициент использования энергии ветра  $\xi_1$  и привести к значительному снижению мощности установки. И наоборот, оптимальный выбор конструкции направляющих мо-

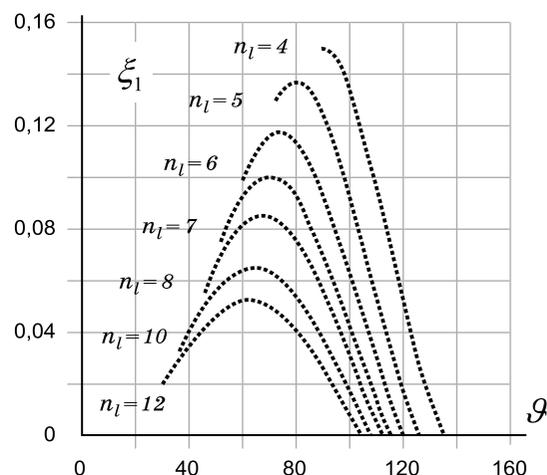


Рис. 2. Зависимость величины коэффициента использования энергии ветра  $\xi_1$  от угла падения воздушного потока на лопатку турбины  $\vartheta$ , рассчитанная по формуле (6) с использованием (8) для различного количества лопаток

жет заметно повысить мощность установки. Таким образом, только за счет оптимального выбора конструкции направляющих воздушного потока на лопатки турбины можно значительно снизить себестоимость электроэнергии, вырабатываемой на установках рассматриваемого типа.

В табл. 1 приведены расчетные величины параметров рассматриваемого типа турбин для различного числа лопаток. Из этой таблицы видно, как сильно снижается расчетный коэффициент использования энергии ветра  $\xi_1$  при увеличении количества лопаток турбины. Это происходит за счет все более сильного влияния эффекта затенения воздушного потока от соседних лопаток с уменьшением угла между лопатками. В этой таблице приведены также расчетные значения эффективного коэффициента использования энергии ветра  $\xi_{eff}$ , которые получены с учетом воздействия воздушного потока на несколько лопаток, попа-

Таблица 1

Основные расчетные параметры турбин для различного числа лопаток

$n_l$	$\delta^\circ$	$\theta_{opt}$	$\theta_{max}$	$\xi_{1opt}$	$Z_{1opt}$	$I-R$	$\bar{M}_1(Z=0)$	$\xi_{eff}$	$\bar{M}_{eff}(Z=0)$
4	90	90	135	0,149	0,537	1	0/65	0,149	0,65
5	72	80	126	0,137	0,51	0,876	0,618	0,171	0,772
6	60	74	119	0,117	0,48	0,748	0,563	0,175	0,845
7	51.4	70	115	0,0993	0,45	0,654	0,508	0,174	0,89
8	45	68	112	0,0852	0,42	0,593	0,459	0,174	0,915
10	36	64	107	0,0652	0,39	0,478	0,382	0,163	0,955
12	30	63	104	0,0522	0,36	0,4	0,323	0,152	0,97

дающих в поток, охватывающий конструкции турбины. Величина  $\xi_{\text{eff}}$ , как следует из рассматриваемой модели турбины, при увеличении количества лопаток изменяется незначительно, но все-таки имеет слабо выраженный максимум при  $n_l = 6$ . В этой таблице приведены также расчетные значения:

оптимального направления воздушного потока на лопатки  $v_{\text{opt}}$  оптимальной быстроходности  $Z_{\text{opt}}$ ;

относительной ширины лопаток с учетом эффекта затенения, относительной величины пускового крутящего момента  $\overline{M}_1(Z=0)$ , рассчитанной по формуле (12), и эффективной величины пускового крутящего момента  $\overline{M}_{\text{eff}}(Z=0)$ , которая рассчитана, также как и  $\xi_{\text{eff}}$ , с учетом нескольких лопаток, попадающих в воздушный поток. Из расчетов следует, что если угол падения воздушного потока на лопатку турбины превышает некоторую предельную величину, то коэффициент использования энергии ветра  $\xi_1$  становится отрицательным, и в таблице приведены эти предельные значения углов падения воздушного потока на лопатку турбины  $v_{\text{max}}$ .

На рис. 3 приведены угловые зависимости быстроходностей  $Z_1(v)$ , рассчитанные по формуле (8).

Рис. 4 демонстрирует поведение основных аэродинамических характеристик турбин с реактивными лопатками, а именно, зависимости коэффициента использования энергии

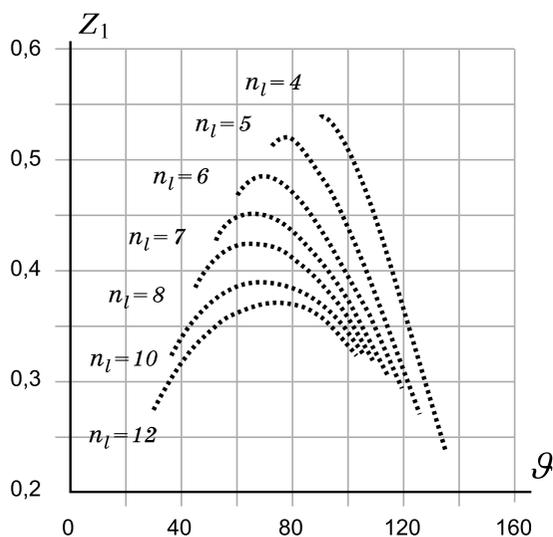


Рис. 3. Зависимость быстроходности от угла падения воздушного потока на лопатку турбины, рассчитанная по формуле (8) для различного количества лопаток

ветра  $\xi_1$  от быстроходности для турбин с различным количеством лопаток. Все они имеют максимумы при оптимальных значениях быстроходности, приведенных в таблице.

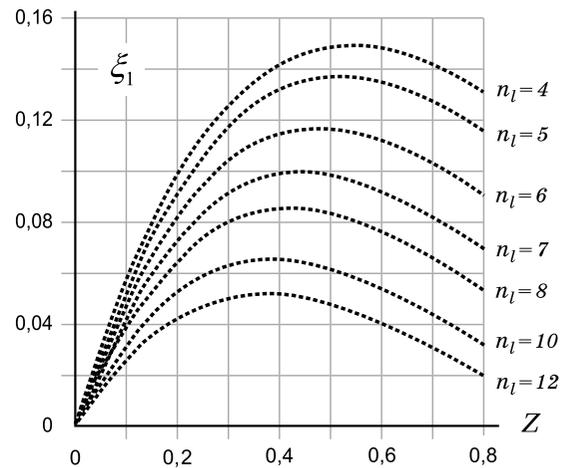
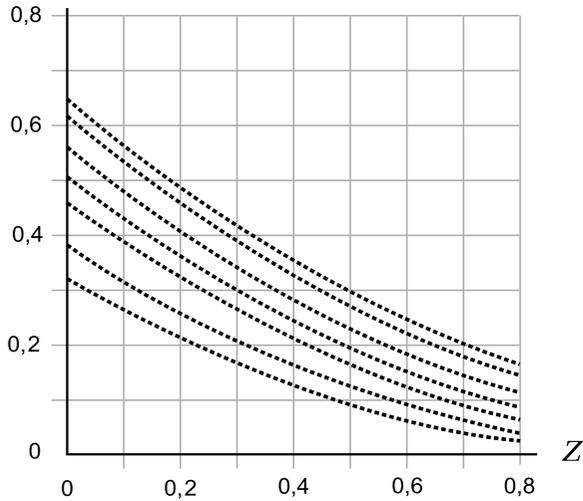


Рис. 4. Зависимость величины коэффициента использования энергии ветра от быстроходности, рассчитанная по формуле (6) для различного количества лопаток турбины при оптимальных углах падения воздушного потока на лопатку

На рис. 5 представлены не менее важные аэродинамические характеристики, а именно, зависимости относительной величины крутящего момента от быстроходности для турбин с различным количеством лопаток. Как отмечалось выше, эти зависимости убывают с ростом быстроходности и имеют максимумы при нулевой быстроходности, т.е. пусковой крутящий момент превышает крутящий момент вращающейся турбины при любом количестве лопаток.

### Обсуждение результатов

В данной математической модели предполагается, что направление ветра по отношению к плоскости лопатки составляет угол  $v$ , независимый от положения лопатки при ее вращении. Для практической реализации такой модели необходимо, чтобы угловые промежутки между внутренними концами направляющих были минимальны (рис.6), при этом расстояния между внешними концами направляющих могут быть достаточно велики, чтобы обеспечить максимальный захват воздушного потока в рабочий объем турбины. Сужение и необходимый изгиб каналов, направляющих воздушный поток на лопатки турбины, обеспечивает не только формирование оптимального направления вектора ско-



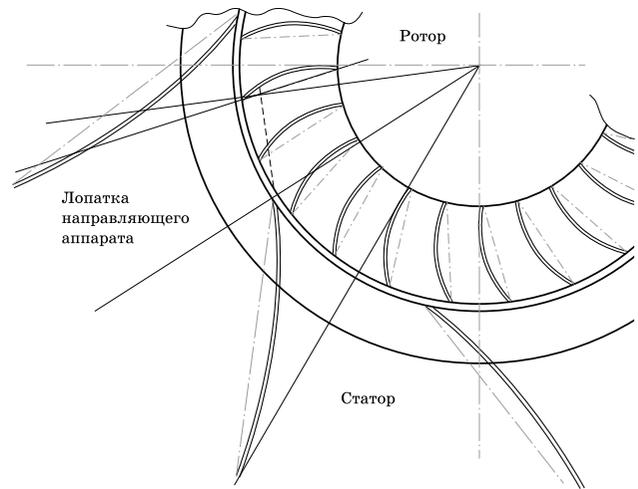
**Рис. 5.** Зависимость относительной величины крутящего момента от быстроходности, рассчитанная по формуле (11) для различного количества лопаток турбины при оптимальных углах падения воздушного потока на лопатку

рости воздушного потока но и увеличение абсолютной величины скорости ветра в рабочем объеме за счет закона непрерывности струи. Использование этого принципа конструкции направляющих требует аккуратности, т.к. сжатие воздуха по мере его транспортировки в рабочий объем по системе направляющих не должно превышать предельную величину, которая зависит как от конструкции направ-

**Ключевые слова:** вертикально-осевые ветроэнергетические установки, плоско-параллельные лопатки, коэффициент использования энергии ветра, математическая модель, практическая реализация модели

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Фатеев Е.М. Ветро двигатели и ветроустановки. – М.: Сельхозгиз, 1948.
2. Грибков С.В. Многомодульные ветроэнергетические установки в системах гарантированного электроснабжения. – М.: Энергоэффективность, 2012.



**Рис. 6.** Схематическое изображение конструкции направляющих

ляющих так и от формы самих лопаток турбины, что может обеспечивать сброс давления в рабочем объеме.

Высокие величины относительного пускового момента обеспечивают очень важное преимущество рассматриваемого типа турбин, которое заключается в быстром разгоне до оптимальных параметров, что позволяет реагировать даже на непродолжительные порывы ветра и продуктивно использовать их энергию, эффективно преобразовывая ее в энергию вращательного движения.

К ВОПРОСУ О КОЭФФИЦИЕНТЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА

Тихонова Е.Л., Генеральный директор ЗАО «Инновационные системы ОКБМ»

В мае – июне 2008 г. ЗАО «Инновационные системы ОКБМ» провело испытания небольшой двухроторной ветротурбины. Её параметры: диаметр — 5 м, соосные роторы с вращением в противоположные стороны, количество лопастей в каждом роторе — 5, аэродинамический профиль лопастей  $GA(W) - 2$ .

Установка размещалась на открытом пространстве без затеняющих потоки ветра препятствий. Фотография установки приведена на рис. 1.



Рис. 1.

Результаты испытаний оказались несколько неожиданными и не вписывались в ранее принятые рамки. Неожиданность заключалась в коэффициенте использования энергии ветра, который оказался значительно выше ожидаемых показателей. Ситуация, которая заставила в очередной раз вернуться к теории аэродинамики «ветряков».

При расчетах и анализе эффективности ветротурбин обычно используют аналитические выкладки, основанные на теореме идеального «ветряка» Бетца – Жуковского. Схема идеального «ветряка» показана на рис. 2.

Основные соотношения по коэффициенту использования энергии ветра были получены путем следующих ограничений и допущений:

отсутствуют потери на трение и вихреобразование;

нет массообмена с окружающим (внешним) потоком воздуха;

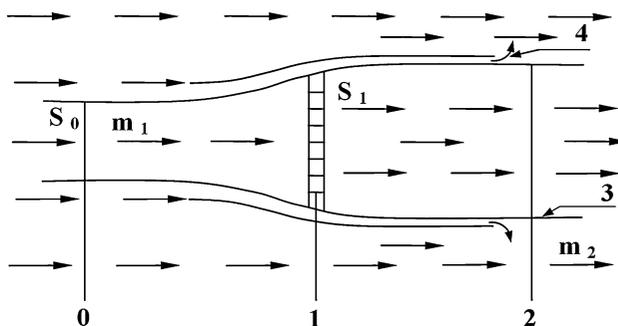


Рис. 2. Схема идеального ветряка:

0 — сечение входа потока, площадь  $S_0$ ; 1 — ветротурбина, площадь  $S_1$ ; 2 — сечение выхода потока; 3 — контур условного канала ветротурбины; 4 — поток воздуха, огибающий ветротурбину, масса  $m_2$ ;  $m_1$  — масса потока, проходящего диск турбины

ротор «ветряка» представляет собой диск, пронизываемый для равномерных струй воздуха; диск располагается как бы в условном изолированном канале;

предполагается, что форма условного канала соответствует рис. 2.

Коэффициент использования энергии ветра является отношением мощности  $\Delta W$ , потерянной воздушным потоком, проходящим диск, при движении вдоль канала с ветротурбиной, к располагаемой мощности  $W$  ветрового потока.

$W$  определяется в пределах площади  $S_1$  ветроколеса и при скорости  $V_0$ :

$$W = \frac{1}{2} \rho S_1 V_0^3,$$

а доля энергии, преобразуемой в условном турбинном диске:

$$\frac{\Delta W}{W} = 4 \left( \frac{V_1^2}{V_0^2} - \frac{V_1^3}{V_0^3} \right). \quad (1)$$

Это хорошо известная формула из теоретических изложений Бетца – Жуковского.

Для практического использования соотношение (1) лучше представить в виде:

$$\frac{\Delta W}{W} = 4 \left( \frac{S_0^2}{S_1^2} - \frac{S_0^3}{S_1^3} \right). \quad (2)$$

Максимальное значение  $\frac{\Delta W}{W}$  получается

при  $\frac{S_0}{S_1} = \frac{2}{3},$

$$\left(\frac{\Delta W}{W}\right)_{\max} = 0,5926. \quad (3)$$

Рассмотрим участок движения воздуха от сечения «0» до сечения «1» (схема рис. 1), т.е. до диска турбины.

Повторим путь изложений, который привел к коэффициенту 0,5926.

Уравнение изменения кинетической энергии между сечениями «0» и «1» по каналу:

$$\Delta W_{1-2} = \frac{1}{2} m_1 (V_0^2 - V_1^2),$$

где  $m_1$  — секундная масса воздуха, проходящего через турбину.

После несложных преобразований получим значение «потерянной» энергии воздушным потоком в канале от сечения «0» до сечения «1»:

$$\frac{\Delta W_{1-2}}{W} = \frac{V_1}{V_0} - \frac{V_1^3}{V_0^3}. \quad (4)$$

Максимальная величина «потерянной» энергии:

$$\left(\frac{\Delta W_{1-2}}{W}\right)_{\max} = 0,385. \quad (5)$$

Но на участке «0 – 1» нет никакой ветротурбины. Протекание зависимости коэффициентов  $\frac{\Delta W}{W}$  и  $\frac{\Delta W_{1-2}}{W}$  от  $\frac{V_1}{V_0} = \frac{S_0}{S_1}$

показано на рис. 3.

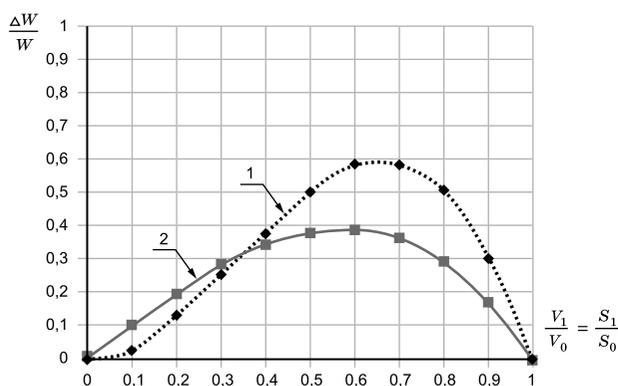


Рис. 3. Графики изменения  $\frac{\Delta W}{W}$  и  $\frac{\Delta W_{1-2}}{W}$  в зависимости от гидродинамики канала:

$$1. \frac{\Delta W}{W} = 4 \left( \frac{V_1^2}{V_0^2} - \frac{V_1^3}{V_0^3} \right); \quad 2. \frac{\Delta W_{1-2}}{W} = \frac{V_1}{V_0} - \frac{V_1^3}{V_0^3}$$

Сравнивая соотношения (3) и (5), с учетом графиков рис. 3, можно сделать ошибочный вывод, что максимальное количество энер-

гии, которое может снять ветротурбина,

$$\frac{\Delta W}{W} \approx 0,24.$$

Поэтому коэффициент А. Бетца не является коэффициентом максимального использования энергии. Это всего лишь показатель изменения кинетической энергии в изолированном канале с гидравлическим сопротивлением.

Из-за торможения воздушного потока примерно 30% энергии ветра не попадает в условный изолированный канал и не может быть преобразовано в ветротурбине.

Общая идеализированная картина распределения энергии при течении воздушного потока, изолированного от массообмена с окружающей средой, в соответствии с изложенным:

30% энергии уходит с потоком воздуха, обтекающего диск турбины;

70% энергии подходит к диску турбины.

В теории идеального «ветряка» Г.Х. Сабинина частично учитывается влияние внешнего, огибающего ветроколеса воздушного потока.

Данная теория идеального «ветряка» основана на следующем. С окружности, образованной максимальным диаметром лопастей по направлению движения воздушного потока, сходят вихревые шнуры, образуя тонкий

вихревой слой. Имея скорость  $\frac{(V_0 + V_2)}{2}$ , этот

вихревой слой передает кинетическую энергию на воздух, который проходит через «ветряк». Перепад давлений на диске ветроколеса увеличивается, что приводит к увеличению доли энергии срабатываемой турбиной. Расчеты дают величину КИЭВ ( $\xi$ ), равную 0,687.

В классических теориях идеального «ветряка» часть массы воздушного потока, не прошедшая через диск, огибает этот диск и уходит в окружающий воздух. Величина этой части потока зависит от соотношения площадей  $S_1$  и  $S_0$ . В пределах площади  $S_1$  происходит процесс активного преобразования кинетической энергии.

Огибающий поток совсем не обязательно направлять вокруг диска. Его можно сформировать так, чтобы струи воздуха прошли между лопатками турбины, либо в центральной части диска и попали бы в воздух, прошедший через активное сечение  $S_1$ .

Принято считать, что площадь сечения потока воздуха, прошедшего турбину, расширяется, как показано на рис. 4.

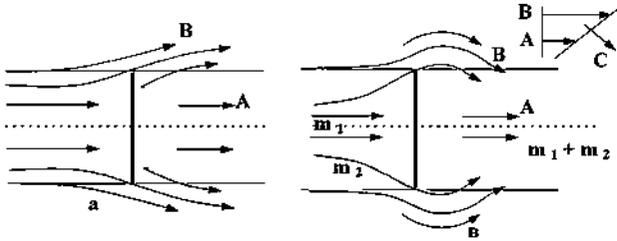


Рис. 4. Схемы потоков воздуха в месте установки диска условной ветротурбины: А — вектор скорости турбинного потока; В — вектор скорости огибающего потока; С — вектор общей скорости

Продувки турбин небольшого диаметра показали, что характер движения струй несколько иной. Непосредственно после диска турбины поток расширяется, затем сжимается. Это явление понятно, так как скорость турбинного потока меньше скорости огибающего, что видно из схемы «в» рис. 4. Достаточно далеко от турбины за счет обмена энергией со струями окружающего воздуха сечение отходящего потока становится равным сечению  $S_1$ .

Рассчитаем, пользуясь наглядной схемой рис. 5, какую часть энергии огибающий поток возвращает ветротурбине.

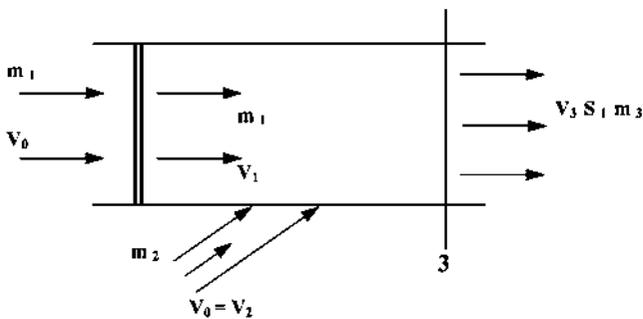


Рис. 5. Схема смешивания турбинного и огибающего потоков

Примем условие: огибающий поток передает свою кинетическую энергию турбинному. За счет этой энергии скорость турбинного потока увеличивается с  $V_1$  до  $V_3$ , а скорость огибающего уменьшается с  $V_0$  до  $V_3$ . Основной поток не участвует в процессе передачи энергии.

Общая масса турбинного и огибающего потоков:

$$m_3 = m_1 + m_2, \quad (6)$$

скорость выходного потока  $V_3$  определяется при условии эжекционного смешивания струй без потерь:

$$V_3 = \frac{(m_1 V_1 + m_2 V_2)}{m_3}. \quad (7)$$

Из уравнения количества движения с учетом принципа независимости действия сил турбинного и огибающего потоков имеем:

$$(m_1 V_3 - m_1 V_1) V_1 = \Delta W_3,$$

где  $\Delta W_3$  — энергия, которую «возвращает» на ветротурбину огибающий поток воздуха через разницу в статических давлениях.

Дополнительная доля энергии от огибающего потока:

$$\frac{\Delta W_3}{W} = \frac{V_1 (m_1 V_3 - m_1 V_1)}{\frac{1}{2} \rho S_1 V_0^3}. \quad (8)$$

Решая (8), и используя численные значения соотношений  $\frac{V_1}{V_0} = \frac{S_0}{S_1}$ , полученные выше, имеем результат:

$$\left( \frac{\Delta W_3}{W} \right)_{\max} = 0,0988.$$

Следовательно, максимальный коэффициент использования энергии воздушного потока условным диском ветротурбины:

$$\xi = 0,5926 + 0,0988 = 0,6914 \quad (9)$$

(с учетом выводов А. Бетца)

или:  $\xi = 0,687 + 0,0988 = 0,7858$  (с учетом выводов Г. Сабинина). (10)

Легко сделать оценку максимального  $\xi$  для двухроторной соосной ветротурбины с одинаковыми диаметрами роторов.

Коэффициент использования энергии в варианте (9):

$$\frac{\Delta_2 W}{W} = 0,691 (1 + 0,309) = 0,9045$$

и в варианте (10):

$$\frac{\Delta_2 W}{W} = 0,785 (1 + 0,215) = 0,954.$$

Независимо от теории, которая применяется для расчета ветротурбины, видно, что двухроторная имеет коэффициент использования энергии ветра на 30% больше, чем однороторная.

Все выше перечисленные варианты теории аэродинамики ветряка, однако, не учитывают влияния основного потока воздуха, являющегося главным источником энергии.

Предлагается теория расчета КИЭВ с учетом эжекции турбинного потока струями основного потока воздуха. На рис. 6 показана аэродинамическая схема рассматриваемого варианта.

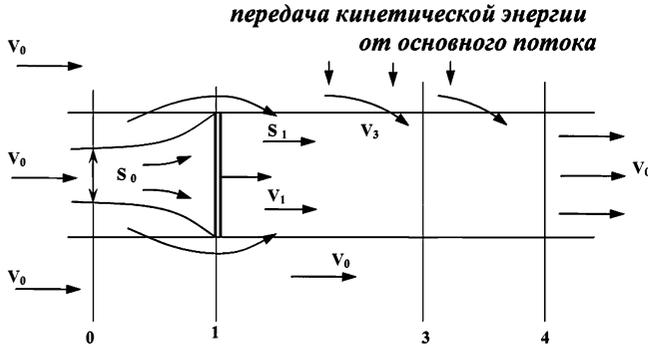


Рис. 6. Схема обмена энергией между основным и турбинным потоками

Введем допущение:

скорости распространения волн давления близки к скоростям движения воздуха, процессов диффузии и массообмена. Такое допущение достаточно правомерно в метеоусловиях земной атмосферы.

Поток воздуха набегает на диск турбины. Часть потока массой  $m_1$  с начальной площадью сечения  $S_0$  попадает на диск, при этом скорость течения  $V_0$  замедляется около диска до  $V_1$ . Основной поток воздуха проходит мимо активных рабочих сечений диска со скоростью  $V_0$ . Турбинный поток, прошедший через диск, попадает в основной эжектирующий поток. Скорость турбинного потока  $V_1$  и скорость смешанного потока  $V_3$  меньше скорости  $V_0$  основного потока.

Из-за разности скоростей вектор суммарной скорости двух попутных потоков направлен в сторону струй меньшей скорости. Основной поток будет передавать по экспоненциальному закону свою кинетическую энергию турбинному до тех пор, пока скорость турбинного потока не станет равной  $V_0$ . Поэтому лучше ввести ограничение:

$$V_4 = K V_0 \approx 0.97 V_0.$$

Этот процесс вызывает на обратной стороне диска турбины разрежение  $P_1^*$ . Принимаем, что к. п. д. эжекторного смешивания струй равен 1.

Количество движения потока в сечении «4» —  $m V_4 = \rho S_1 V_4^2$ .

Количество движения потока в сечении «1» —  $m_1 V_1 = \rho S_1 V_1^2$ .

Разница в количестве движений —  $F_{4-1} = \rho S_1 (V_4^2 - V_1^2)$ .

Разница в количестве движения потока между сечениями «0» и  $S_1$  —  $F_{0-1} = m_1 (V_0 - V_1) = \rho S_1 V_1 (V_0 - V_1)$ .

Суммарная сила, действующая на диск турбины:

$$F_{\Sigma} = F_{4-1} + F_{0-1} = \rho S_1 (V_4^2 - V_1^2) + \rho S_1 V_1 (V_0 - V_1).$$

И соответствующая энергия, срабатываемая на диске:  $\Delta W_T = F_{\Sigma} \cdot V_1$ .

В результате формула для определения коэффициента использования энергии ветра:

$$\xi = \frac{\Delta W_T}{W} = 2 \frac{V_1}{V_0} \left( K^2 - \frac{V_1^2}{V_0^2} \right) + 2 \frac{V_1^2}{V_0^2} \left( 1 - \frac{V_1}{V_0} \right). \quad (11)$$

Исследуя функцию на максимум, получаем максимальный КИЭВ:  $\xi = 0,999$ .

График изменения  $\frac{\Delta W_T}{W}$  показан на рис. 7.

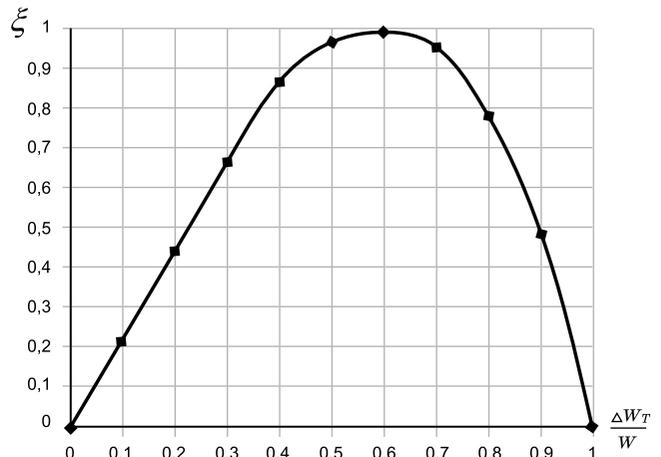


Рис. 7. График абсолютного теоретического КИЭВ идеального ветряка, с учетом эффекта эжекции

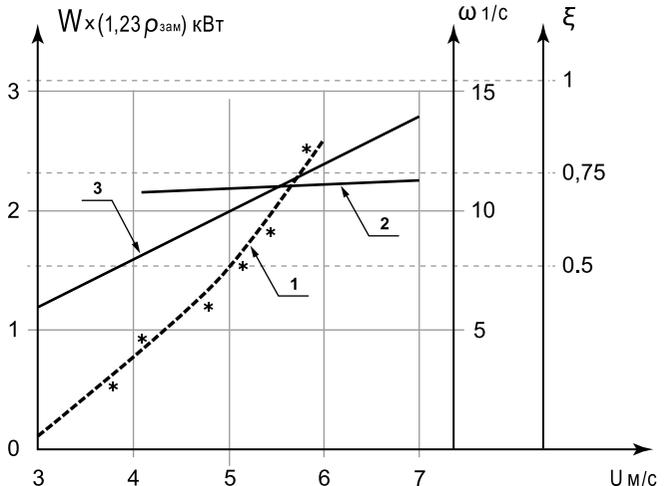


Рис. 8. Изменение мощности 2-роторной ветротурбины от скорости ветра:

1 — линия фактических замеров мощности; 2 — коэффициент использования энергии ветра  $W_{зам} \cdot \frac{1,23}{\rho_{факт}}$ ; 3 — изменение угловой скорости роторов ветротурбины

На рис. 8 приведены результаты натурных (в открытом потоке воздуха) испытаний двухроторной ветротурбины с диаметром 5 м. Замеренные значения КИЭВ составляют 0,7 – 0,75.

Так как  $\frac{V_1}{V_0} = \frac{S_0}{S_1}$ , то оптимальная площадь «живого» сечения диска турбины должна на-

ходиться в пределах 0,5 – 0,75 общей площади диска.

Все соотношения, выведенные в данном размышлении, целесообразно применять в области автомодельных чисел  $R_0$ . При реальных скоростях ветра диаметры турбин для этой области превышают 5 – 10 м. Расчеты ветротурбин большего диаметра лучше выполнять по теории вращающегося крыла.

**Ключевые слова:** принципиальные особенности новых ветротурбин ИнС, теория идеальной ветротурбины, коэффициент использования энергии ветра, оптимальное соотношение между ометаемой площадью и суммарной лобовой площадью лопастей турбины

### ЛИТЕРАТУРА

1. Энергия ветра и её использование ветряными мельницами. Бетц книга. Германия, 1926.
2. Сабинин Г.Х. Ветряные двигатели с самоустанавливающимися лопастями //Труды ЦАГИ. – Вып. 32, 1927.

## ОРГАНИЗАЦИЯ ЕСТЕСТВЕННОЙ ВЕНТИЛЯЦИИ ВНУТРИ РАБОТАЮЩЕГО АППАРАТА ДАРЬЕ

*Ершина А.К., Манатбаев Р.К.,*

*Казахский государственный женский педагогический университет, Алматы*

В настоящей работе предлагается способ тепловой защиты наружных поверхностей работающего ветроагрегата от заносов снегом в зимнее время за счет организации естественной вентиляции воздуха его внутренних полостей и соответствующие конструктивные решения для осуществления способа.

Способ относится к инфраструктуре ветроэнергетики — обеспечению стабильной работы ветроэнергетических установок (ВЭУ) карусельного типа в суровых климатических условиях путем использования естественной вентиляции теплого воздуха внутри вращающихся элементов ВЭУ, возникающей вследствие центробежных сил.

Центральные, Северные и Восточные области Казахстана имеют резко континентальный климат с суровыми зимами и гололедными явлениями. Именно в периоды наибольшей нужды в тепловой и электрической энергии ВЭУ могут быть выведены из строя вследствие заносов мокрым снегом с последующим резким понижением температуры воздуха и образованием тяжелого ледового покрова на них [1]. Есть большая опасность, что с ними случится то же, что и с линией электропере-

дачи, показанной на рис. 1. Одним из возможных путей защиты наружных поверхностей работающей ветротурбины Дарье от налипания мокрого снега является подогрев теплым воздухом, протекающим по внутренним каналам аппарата.



**Рис.1.** Состояние линии электропередачи после снежной бури в Павлодарской области

Есть сведения, что ВЭУ покрывают гидрофобной краской, что, возможно, защищает от сплошного покрытия дождевыми каплями, но вряд ли сможет уберечь от осаждения (прилипания) влажных снежинок на холодную поверхность деталей ВЭУ при минусовой температуре среды. Поэтому тепловая защита является более радикальным средством. Причем, при сильных морозах она к тому же спасает подшипники от промерзания.

Принципиальная схема осуществления способа тепловой защиты ВЭУ карусельного типа на примере Н-ротора показана на рис. 2. При вращении турбины возникает центробежная сила

$|\vec{F}| = \rho\omega^2 l_1$  (где  $\rho$  — плотность воздуха,  $\omega$  — угловая скорость вращения турбины,  $l_1$  — длина маха), направленная вдоль махов в сторону рабочих лопастей, на концах которых имеются отверстия в атмосферу. Махи и рабочие лопасти представляют собой каналы, образованные симметричным крыловым профилем NASA – 0021. Под действием силы  $\vec{F}$  воздух внутри маха будет перемещаться к рабочим лопастям турбины и выбрасываться в атмосферу, одновременно вызывая подсос воздуха по вертикальному кольцевому каналу, образованному между центральной стойкой ВЭУ и наружным валом вращения. Таким образом, возникает естественная внутренняя вентиляция аппарата при круговом движении махов, вызванная действием центробежных сил:

$$\frac{dP}{dl_1} = \rho\omega^2 l_1 \quad (1)$$

Отсюда нетрудно подсчитать перепад давления на концах махов:

$$\Delta P_1 = P_1 - P_2 = \rho\omega^2 \frac{l_1^2}{2} \quad (2)$$

Течение вязкой жидкости в канале махов испытывает сопротивление трения:

$$\frac{dP}{dl_1} = \frac{\lambda_1 \rho u_1^2}{2d_1} \text{ или } P_1 - P_2 = \frac{\lambda_1 l_1 \rho u_1^2}{2d_1} \quad (3)$$

где  $u_1$ ,  $d_1$ ,  $l_1$  — соответственно среднерасходная скорость, эквивалентный диаметр и коэффициент гидравлического сопротивления канала маха.

Тогда ежесекундная работа центробежных сил на перемещение воздушной массы вдоль маха за вычетом работы на преодоление сил

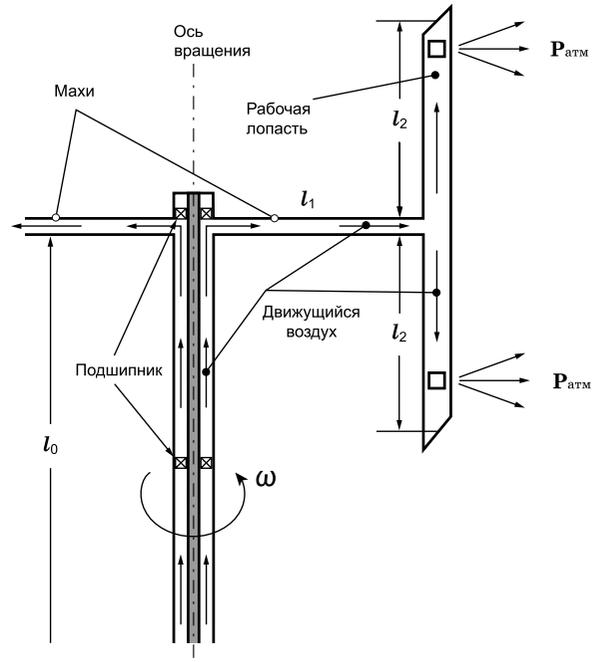


Рис. 2. Естественная вентиляция воздуха, вследствие работы центробежных сил

вязкого сопротивления записывается в виде:

$$A_1 = 2 \left( \frac{\rho\omega^2 l_1^2}{2} - \frac{\lambda_1 l_1 \rho u_1^2}{2d_1} \right) * u_1, \quad (4)$$

где цифра 2 суммирует работу обоих махов. Естественная вентиляция ветротурбины возможна, если работа  $A_1$  будет больше или равна сумме работ по преодолению сопротивления трения в кольцевом канале длиной  $l_0$  и в рабочей лопасти —  $l_2$ :

$$A_0 = \frac{\lambda_0 l_0 \rho u_0^3}{2d_0}, \quad (5)$$

где  $\lambda_0$ ,  $d_0$ ,  $u_0$  — известные параметры для кольцевого канала (см. [7]), а также в лопастях:

$$A_2 = \frac{\lambda_2 l_2 \rho u_2^3}{d_2}, \quad (6)$$

где  $\lambda_2$ ,  $u_2$ ,  $d_2$  — соответственно параметры рабочей лопасти (см. обозначения в формуле (3)).

Формула (6) получена с учетом того, что  $d_1 = d_2$ , и воздух будет двигаться по четырем каналам длиной  $l_2$  со скоростями  $u_1/2$ . Таким образом, необходимым условием определения угловой скорости вращения турбины  $\omega$ , обеспечивающий естественную вентиляцию элементов турбины, является  $A_1 \geq A_0 = A_2$ .

Подставляя выражения (4), (5) и (6), после несложных преобразований получим:

$$\omega \geq \sqrt{\frac{\lambda_0 l_0 u_0^3}{2d_0 l_1^2 u_1} + \frac{u_1^2 (\lambda_2 + 8\lambda_1)}{8d_1 l_1}} \quad (7)$$

В качестве примера рассмотрим ветротурбину Дарье с прямыми лопастями мощностью 6 – 7 кВт при среднегодовой скорости ветра 6 – 7 м/с.

Как известно, максимальное значение коэффициента использования энергии ветра  $\chi = 0,45$  находится между величиной быстротходности турбины  $\chi = \frac{\omega l_1}{U} = 4 - 5$ .

Мощность ветротурбин определяется формулой:

$$N_e = \xi S \rho \frac{U^3}{2}, \quad (8)$$

где  $U$  — скорость ветра,  $S$  — ометаемая поверхность. При  $U = 7$  м/с удельная мощность ветра на  $1 \text{ м}^2$   $N_b = 221$  Вт. Из этой мощности ветротурбина может снять с каждого квадратного метра миделева сечения турбины не более 100 Вт, и семикиловаттная турбина должна иметь  $S = 70 \text{ м}^2$ , т.е. чуть больше восьми метров рабочие лопасти и длину махов более 4 м. Махи должны быть расположены на высоте ( $l_0$ ) не менее 7 м. Для простоты примем  $S = 64 \text{ м}^2$ , т.е. 8 м x 8 м. Тогда хорда лопастей и махов будет  $b = 1$  м [8]. У профиля NASA – 0021 отношение периметра крыла  $\Phi$  к хорде  $b$  приблизительно равно 2,1. В этом случае площадь их сечения  $f_1 = 0,14 \text{ м}^2$ ,  $d_1 = 0,28$  м. Если принять  $u_1 = 2$  м/с, то число Рейнольдса в полости  $l_1$  маха  $Re = 37333$ .

В формуле (7) неизвестным является коэффициент гидравлического сопротивления каналов с формой NASA — 0021, применяемых в качестве махов и рабочих лопастей. В связи с этим был поставлен специальный эксперимент с продувкой канала, имеющего форму крылового профиля NASA — 0021 [9]. В результате установлен коэффициент его гидравлического сопротивления:

$$l = 4,62 Re^{-0,488},$$

где число Рейнольдса  $Re$  определяется по среднерасходной скорости воздуха в канале  $u_1$  и его эквивалентному диаметру  $d_3 = 4f/\Phi$  ( $f$  — площадь сечения канала,  $\Phi$  — его периметр).

В  $l_2$  полостях  $Re_2 = 18567$  и  $\lambda_2 = 0,034$ . Расход воздуха в каждом махе  $Q/2 = 0,28 \text{ м}^3/\text{с}$  или  $Q = 0,56 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Как уже указывалось,  $l_0 = 7$  м. Диаметр центральной стойки положим равным 0,15 м при длине 15 м. Тогда можно использовать подшипники (ОСТ НКСМ 6121-39) с внутренним диаметром  $d = 150$  мм и внешним  $D = 270$  мм. Эквивалентный диаметр кольцевой полости  $d_0 = 0,12$  м, а площадь ее сечения —  $0,188 \text{ м}^2$ . Среднерасходная скорость движения воздуха в этом канале  $u_0 = 3$  м/с, число Рейнольдса  $Re_0 = 20000$  и  $l_0 = 0,054$ . Подставляя значения величин, входящих в формулу (7), найдем, что  $\omega \geq 1,3$  1/с. Таким образом, для естественной вентиляции турбины достаточно всего 12 об/мин, в то время как при скорости ветра 7 м/с для выбранной нами турбины  $\omega = 7,875$  1/с или 75 об/мин. Заметим, что при буревых скоростях ветра 12 – 15 м/с ветротурбина будет иметь 129 – 61 об/мин. Таким образом, работы центробежных сил с избытком хватает для организации естественной вентиляции внутри турбины, даже если для усиления жесткости махов и рабочих лопастей внутри их полостей имеется арматура.

На рис. 3 показана принципиальная конструктивная схема, позволяющая организовать тепловую защиту вращающейся турбины типа Н-ротор.

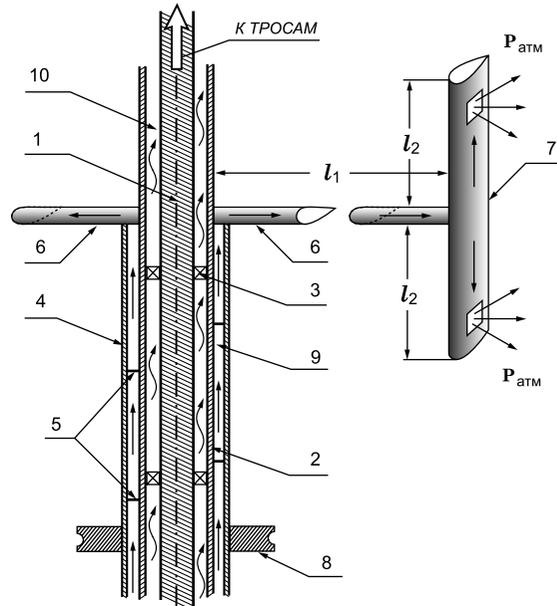


Рис. 3. Принципиальная конструктивная схема турбины Дарье

Вертикальное положение ветротурбины обеспечивается центральной стойкой (1), нижний конец которой опирается на прочный фун-

дамент. Для придания строго вертикального положения и устойчивости всей системы используются трехсторонние растяжки-тросы, прикрепленные к верхнему концу стойки (1) и трем равноудаленным друг от друга прочным крюкам, расположенным на уровне поверхности земли с таким расчетом, чтобы тросы не мешали вращению турбины. Как видно из рис. 3, конструкция ветротурбины построена так, чтобы подогретый вентиляционный воздух не вымывал у подшипников смазочные масла, приводя их к сухому трению.

Стойка (1) и вал вращения турбины (2) разделены подшипниками (3). Вал вращения (2) турбины представляет собой проточный кольцевой канал (9), постоянство сечения которо-

го обеспечивается шпильками (5). Внешняя цилиндрической формы поверхность (4) обдувается ветром. Подогретый воздух поднимается по кольцевому каналу (9) и затем подходит по полостям махов (6) к рабочим лопастям (7) вращающейся турбины, и через отверстия на концах лопастей выбрасывается наружу. Имеется шкив (8) для соединения с электрогенератором.

Отметим также, что через стенку (2) вала вращения часть тепла из канала (9) будет передаваться в (10), и образуется восходящее слабokonвективное движение воздуха (на рис. 3 показано волнистой стрелкой), обеспечивающее тепловую защиту верхней части центральной стойки (1).

**Ключевые слова:** ветроэнергетика, ветроэнергетические установки, тепловая защита, ветротурбины, аппарат Дарье

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Darrieus F.M. Turbine Having in Rotation Transverse to the Flow of Current, US Patent 1 ,834/ 018 Дос. В.1931.
2. Ершина А.К., Ершин Ш.А., Жапбасбаев У.К. Основы теории ветротурбины Дарье. – Алматы, 2001.
3. Турян К. Дж., Стрикленд Дж., Х., Бэрг Д.Э. Мощность ветроэлектрических агрегатов с вертикальной осью вращения //Аэрокосмическая техника, 1988. – № 8.
4. Безруких П.П. Использование энергии ветра . – М., 2008.
5. Ветроэнергетика /Под. Ред. Д. де Рензо. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
6. Предпатент МПК F03D 3/06 (2006.01) «Ветродвижитель Бидарье» 14.08.2007 г.
7. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. – М.: Наука, 1974.
8. Иванов И.И., Иванова Г.А., Перфилов О.Л. Модельные исследования роторных рабочих колес ветроэнергетических станций //Сборник научных трудов Гидропроекта. –М., 1988. – Вып.129.
9. Ершина А.К., Манатбаев Р.К. Определение гидравлического сопротивления симметричного крылового профиля NASA -0021 //Вестник КазНУ. Серия математика, механика, информатика, 2006. – №4 (51).

### ПАРУСНЫЕ, КАРУСЕЛЬНЫЕ ВЕТРОДВИГАТЕЛИ С АВТОМАТИЧЕСКИМ УПРАВЛЕНИЕМ

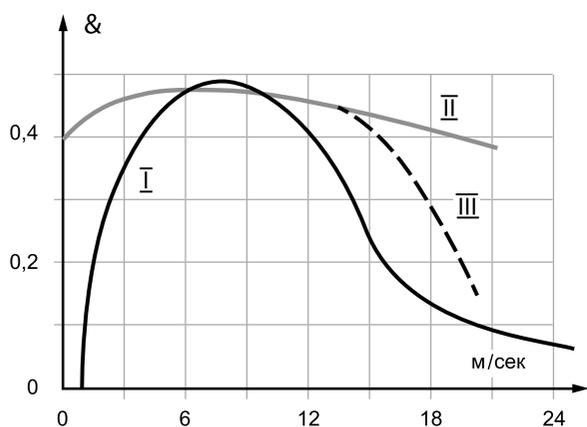
*Мозговой А.И., ООО «Алмоз»*

#### Пропеллерные ветродвигатели

Пропеллерные ветродвигатели имеют высокий к. п. д. — 36%, но при определенных условиях. При более детальном рассмотрении реальный к. п. д. значительно меньше, и опускается до 20 – 25%.

Также вышеуказанные ветродвигатели имеют большие обороты, небольшой силовой редуктор-мультипликатор и высокий скоростной режим —  $S$  от 4 до 15 (скорость конца лопасти движется быстрее скорости ветра в 4 – 15 раз.).

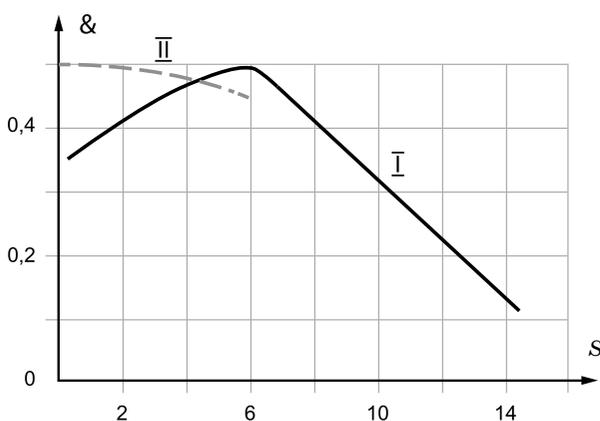
Коэффициент использования ветрового потока лопастей доводят до максимума 0,5. Однако удержать такой высокий показатель во всем диапазоне скоростей ветра невозможно (рис. 1). Так при скорости ветра 2 – 3 м/сек коэффициент использования ветрового потока — 0,1 – 0,2 на уровне паруса, работающего на сопротивление, и только к 6 – 7 м/сек поднимается до уровня 0,5 [1]. Держится этот показатель недолго и с 10 м/сек начинает падать, ввиду возрастания ско-



**Рис. 1.** Зависимость коэффициента использования ветрового потока от скорости ветра:  
 I — ветроколесо пропеллерного типа; II — ветроколесо-парус; III — срабатывание защиты паруса от ветровой перегрузки

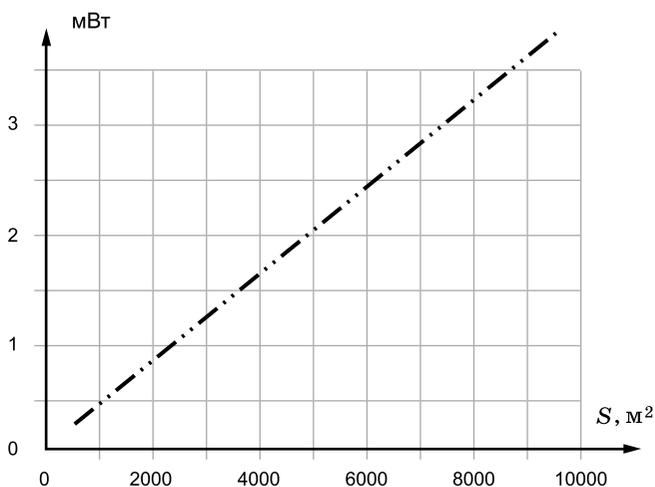
ростного режима лопастей до уровня 0,2 при 15 м/сек. [1]. Далее начинают искусственно уменьшать использование ветрового потока углом атаки лопасти для защиты ветроколеса от возрастающих перегрузок. Если этого не делать, центробежные силы разорвут ветроколесо.

Коэффициент использования ветрового потока еще зависит от скоростного режима ветроколеса, он максимальный — 0,5 при  $S = 5 - 6$  [1], что соответствует трехлопастному ветроколесу (рис. 2). Попытки увеличить скорость за счет сокращения количества лопастей до двух или одного, для уменьшения передаточного числа мультипликатора-редуктора, приводят к потере коэффициента использования ветрового потока, увеличение количества лопастей ведет к увеличению редуктора и опять же к увеличенным потерям теперь еще и редуктора.

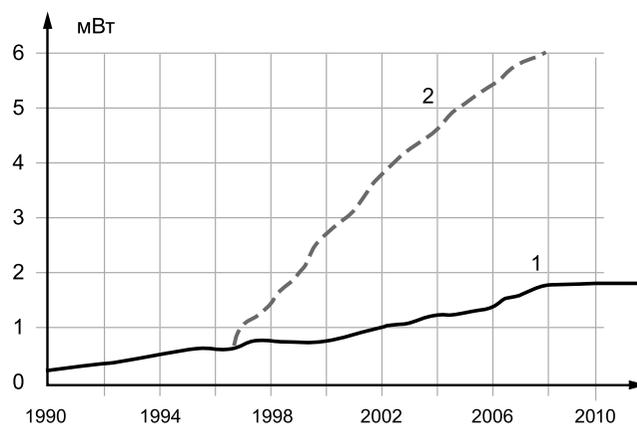


**Рис. 2.** Зависимость коэффициента использования ветрового потока от скоростного режима:  
 I — лопастное ветроколесо;  
 II — парусное ветроколесо

Ветроколесо физически невозможно увеличивать больше определенной величины. Площадь описываемой поверхности ветроколеса не может превышать 8,000 – 10,000 м<sup>2</sup> и длину лопасти 60 – 70 м (рис. 3) [1]. Работы, поиски материалов для лопастей, связанные с увеличением единичной мощности ветродвигателя, серьезных результатов не дали. За 20 лет напряженной и весьма затратной работы, с 1990 по 2010 годы единичную промышленную мощность удалось поднять от нескольких сотен кВт до 1,8 мВт. К 2006 году достигнутая мощность 6 мВт, но эксплуатация таких ветродвигателей сопряжена с большим риском (рис. 4) [1].



**Рис. 3.** Зависимость номинальных мощностей ВЭУ от величины ометаемой площади ветроколеса



**Рис. 4.** Рост единичных мощностей ВЭУ

Масса ветродвигателя — 4,5 – 6 мВт, не считая мощного фундамента, составляет: лопасть — 20 – 26 т х 3 = 75 т, гондола — 200 – 250 т, башня — 150 – 200 т, генератор — 50 – 80 т. Общий вес составляет — 600 т, удельный вес — 100 – 120 кг на один кВт мощности [1].

ВЭУ «Астраханец» мощностью 4кВт имеет 2-лопастное ветроколесо с диаметром 6,6 м и оборотами 230 об/мин. Коэффициент мультипликатора — 8. Скорость лопасти — до 80 м/сек.  $S = 9 - 12$ .

ВЭУ «РАДУГА» (Элиста) имеет 3-лопастное ветроколесо диаметром 48 м и оборотами 21 – 42 об/мин. Коэффициент мультипликатора — 35 – 80, скорость лопасти — 52 – 105 м/сек,  $S = 4 - 8$  (до 13).

Пропеллерные ветродвигатели имеют ограничение по мощности. Невозможно сделать лопасть большой длины, огромная масса, центробежные силы, неравномерность ветровой нагрузки на лопасть внизу и вверху, ветроколесо выворачивает, выламывает, лопасти циклически изгибает.

#### Ортогональные ветродвигатели

Это по сути те же пропеллерные ветродвигатели, конструкция лопасти в них заменена от распределенной нагрузки по длине лопасти на линейную. Вся длина лопасти движется в пространстве с одинаковой скоростью. Работает на подъемной силе. Добавляется неприятный момент, потому что лопасть движется на ветер, как передней кромкой, так и задней, и другими частями. При малых скоростях ветра к. п. д. равен нулю, при средних скоростях — к. п. д. довольно высокий, но с увеличением скорости ветра все видимые преимущества пропадают. К. п. д. резко падает, недостатки пропеллера переходят автоматически с добавлением специфических проблем. Заявления о перспективах увеличения единичной мощности до десятков мВт ничем не обоснованы. С ростом мощности проблемы нарастают еще более стремительно, чем у пропеллерного ветродвигателя. Линейная и угловая скорость ветроколеса очень высокая, что не позволяет увеличить диаметр и мощность.

#### Карусельные ветродвигатели с управляемыми парусами

Как показали исследования и расчеты Ю.С. Крючкова, парус, как двигатель, обладает абсолютной экологической чистотой. Он нейтрален по отношению к природе: ничего не потребляет и не перерабатывает, ничего не выделяет. Он только преобразует потоки ветра [2].

Парус, непосредственно преобразующий энергию ветра в движущую силу, представляет идеальную энергетическую установку со всех точек зрения: экономической — наивысший к. п. д., инженерной — самая

простая конструкция двигателя, экологической — абсолютная нейтральность по отношению к природе и человеку и хозяйственной — использование возобновляемой энергии. [2].

Жесткие паруса-крылья, как правило, имеют прямоугольную форму. Крылья с симметричным профилем обеспечивают намного меньшую подъемную силу, чем обычный мягкий парус, но при этом они имеют и меньшее лобовое сопротивление, а значит и более высокое качество при малых углах атаки. Эта особенность симметричных крыльев, как показали расчеты Ю.С. Крючкова, приводит к тому, что крыло позволяет развивать более высокую скорость только в узкой полосе острых курсовых углов, где проявляется его высокое аэродинамическое качество; на всех остальных курсах судно с симметричным крылом проигрывает в скорости судну с обычным мягким парусом. Возможным выходом из этого противоречия является использование полужестких парусов, состоящих из поворотной мачты-крыла и мягкого паруса. В этом случае на острых курсах работает в основном мачта-крыло, а на полных — мягкий парус [2].

Второе решение — создание разрезных, механизированных крыльев, включающих предкрылки и закрылки, наподобие авиационного крыла. Такая конструкция сочетает преимущества симметричного крыла и мягкого паруса; она может изменять свой профиль от симметричного до выпукло-вогнутого. Существует в настоящее время множество разработок разного типа, реализующих эту идею [2].

На карусельном ветродвигателе парус имеет скоростной режим — при холостом ходе  $S$  от 1 до  $S = 2$ , под оптимальной нагрузкой  $S$  от 0,3 до  $S = 1,3$ . Линейная скорость ветра почти равна скорости движения паруса. То увеличивается выше единицы, то падает ниже единицы, в зависимости от того, в каком угловом месте находится парус на ветроколесе.

На рис. 5 показано расположение плоских парусов, вид сверху, по периметру ветроколеса. В 1 и 2 квадрантах, при углах поворота ветроколеса от 0 до 180°, парус на полных углах убегает от потока ветра. Это самый невыгодный режим работы паруса, тем более что здесь он работает большей частью на сопротивление ветровому потоку, что еще сильнее

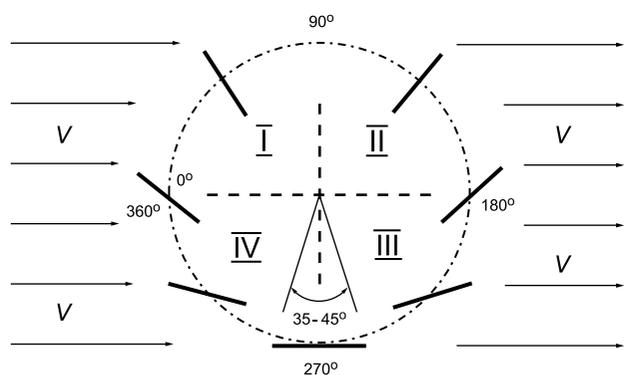


Рис. 5. Ветроколесо с парусами (вид сверху)

ухудшает эффективность его работы. В 3 и 4 квадрантах при углах поворота ветроколеса от  $180^\circ$  до  $360^\circ$ , парус работает под острым углом к потоку ветра, где сопротивление минимальное, а подъемная сила максимальная. Кроме того скорость ветра складывается со скоростью движения паруса, что дает значительное добавление мощности, так как мощность растет с кубической зависимостью от скорости. На подъемной силе парус старается разогнаться выше скорости ветра, особенно если отсутствует нагрузка на ветроколесо. Скоростной режим  $S$  растет с  $0,3 - 0,5$  до единицы и более, может достигнуть 2. В этом случае в 1 и 2 квадрантах парус будет обгонять ветер и начнет работать в обратном направлении, тормозить разгон ветроколеса. График распределения мощности парусов показан на рис. 6. Под нагрузкой ветроколеса  $S$  не превысит 1,3, и все паруса будут работать на общую нагрузку с разной мощностью, как это показано на рис. 7.

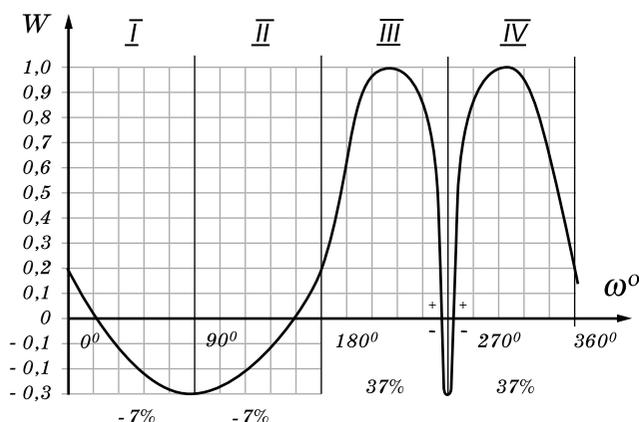


Рис. 6. Ветровая мощность паруса в разных точках при вращении ветроколеса без нагрузки

Из информации Ю.С.Крючкова, минимальный угол лавировки для самого лучшего парусного судна около  $35 - 45^\circ$  [2]. Исходя из этого, в работе на преодоление участка на вет-

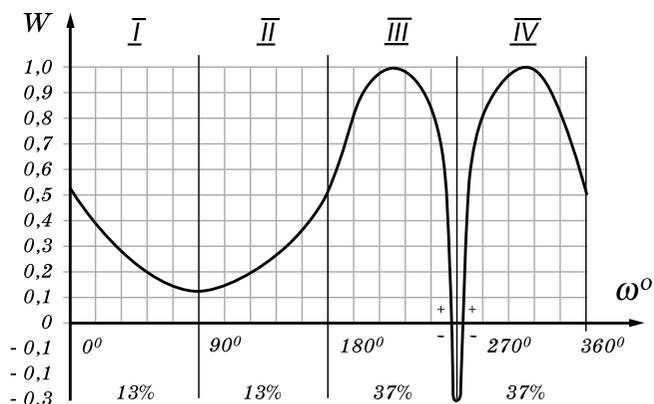


Рис. 7. Ветровая мощность паруса в разных точках при вращении ветроколеса под нагрузкой

роколесе от  $250^\circ$  до  $290^\circ$  затрачивается небольшая часть энергии. В этом месте парус работает на очень малых углах атаки, поэтому к аэродинамическому качеству паруса предъявляются повышенные требования, мягкий парус работает значительно хуже, предпочтение к жесткому, еще лучше с аэродинамическим профилем [2]. Работа системы управления парусом в этом месте наиболее ответственная, повышенные требования к жесткости конструкции паруса, минимальные люфты редукторов и сочленений управления. Наилучший вариант использовать жесткие симметричные паруса, уменьшается мертвая зона работы паруса, повышается к. п. д. на острых углах. Проигрыш к. п. д. перед мягкими, выпуклыми парусами на полных углах атаки сводится к минимуму ввиду их малого участия в работе в этом секторе.

К. п. д. парусного ветроколеса очень высок, начиная с самых маленьких скоростей ветра, и практически линейный во всем диапазоне рабочих скоростей. Коэффициент использования ветрового потока лопастей приближается к 0,5, как у лучших прецизионных пропеллерных ветродвигателей. График зависимости коэффициента ветрового потока от скорости ветра показан на рис. 1.

Скоростной режим парусного ветродвигателя не высокий, и в этом диапазоне коэффициент использования ветрового потока высокий и линейный (см. рис. 2).

Угловая и линейная скорость ветроколеса очень низкая, диаметр и площадь парусов практически не ограничены, поэтому единичная мощность ветродвигателя теоретически может доходить до  $500 - 800$  мВт. Оптимальная мощность —  $50 - 300$  мВт.

При использовании распределенного съема энергии у тихоходного карусельного ветродвигателя, начальная угловая скорость в силовой системе в 2 – 4 раза выше угловой скорости ветроколеса пропеллерного типа, что позволяет использовать редукторы с малым коэффициентом передачи, меньших размеров и стоимости.

Масса-габариты ветродвигателя — 80 – 85 кг на один кВт мощности. При оптимизации может уменьшиться до 50 – 55 кг на один кВт мощности. При этом ветродвигатель не имеет фундамента, для него достаточно железнодорожной насыпи.

Пропеллерные ветродвигатели имеют массу до 600 – 700 т, и только десятая часть массы может участвовать в накоплении кинетической энергии, что опасно использовать ввиду работы ветроколеса в критическом режиме, на грани возможного, рывки и удары в сети не допустимы.

Карусельное ветроколесо парусного ветродвигателя имеет более 90% массы, которое принимает участие в накоплении кинетической энергии и не боится ударных нагрузок, что можно прекрасно использовать для стабилизации нагрузки и поддержания частоты сети.

Карусельные ВЭУ с управляемым парусом машины тихоходные, поэтому при съеме энергии с центрального вала требуется силовой мультипликатор с большим передаточным числом. При скорости ветра 5 м/сек, при диаметрах ветроколеса:

**диаметр ВЭУ 20 м;** частота вращения ветроколеса — 5 об/мин; хол. ход — 1,6 об/мин; редуктор  $K = 937$  об.;

**диаметр ВЭУ 30 м;** частота вращения ветроколеса — 2 об/мин; хол. ход — 1 об/мин, редуктор  $K = 1500$  об.;

**диаметр ВЭУ 40 м;** частота вращения ветроколеса — 2,3 об/мин; хол. ход — 0,7 об/мин, редуктор  $K = 2000$  об.;

**диаметр ВЭУ 50 м;** частота вращения ветроколеса — 1,9 об/мин; хол. ход 0,6 об/мин, редуктор  $K = 2500$  об.;

**диаметр ВЭУ 100 м;** частота вращения ветроколеса — 1 об/мин х.х. 0,3 об/мин, редуктор  $K = 5000$  об.

Последний очень тяжелый редуктор и в весе, и в мощности, надежности, и стоимости.

Ветродвигатели с центральным подшипником и центральным отбором мощности целесообразно использовать до мощности 100 – 500 кВт.

Съем энергии с мощных ветродвигателей целесообразнее производить распределенным образом. При скорости ветра 5 м/сек, линейная скорость ободков колес, на которых движется ветроколесо, будет такой же. При диаметре колеса 1 метр, угловая скорость — 95 – 100 об/мин. У мощных, пропеллерных ветродвигателей угловая скорость — 21 – 42 об/мин, что указывает на преимущество карусельных ветродвигателей. А генератор работает при 1000 – 1500 об/мин. Передаточное число редуктора-мультипликатора у карусельных ветродвигателей 10 – 15 об/мин, что, по сравнению с 40 – 80 об./мин, у пропеллерных лучше — упрощается редуктор и уменьшается его цена.

При диаметре колеса 0,6 м угловая скорость будет 160 об/мин, а передаточное число мультипликатора — всего 6 – 10. Это одно- или двухступенчатый редуктор. Причем при увеличении или уменьшении диаметра ветроколеса, угловая скорость колеса и передаточное число редуктора не меняется в отличие от ветродвигателей с центральным съемом энергии.

Теоретические выкладки показывают возможность создания узла автоматического, механического управления парусом, а практические исследования и эксплуатация созданного устройства показали полную уверенность в работоспособности и высокой надежности устройства, причем с полной защитой узла от воздействия окружающей среды.

Для мощных и особо мощных ветродвигателей целесообразно использовать автономные парусные узлы с блоками управления, тогда каждый парус настраивается на свой ветер. Если на нижний парус ветер дует с одной стороны, а на верхний с противоположной стороны, оба паруса отдадут энергию ветроколесу в одном и том же направлении.

Чем больше мощность ветродвигателя, тем больше диаметр ветроколеса и меньше угловая скорость. При мощности более одного мВт целесообразнее использовать распределенную нагрузку и распределенный съем энергии. С ростом мощности ветродвигателя растет вес ветроколеса, но и растет количество опор, нагрузка на которые не увеличивается, а остается постоянной, с большим запасом. Число точек съема энергии так же растет. В итоге рост ветровой нагрузки приблизительно пропорционален росту съема электроэнергии, вплоть до 500 мВт.

Вопросы построения маломощных и мощных карусельных ветростанций уже решены.

На повестке дня стоит вопрос о разворачивании производства всего спектра ветродвигателей:

микромощных переносных, для зарядки аккумуляторных батарей маломощных радиостанций, аккумуляторов сотовых телефонов, аварийного освещения в местах стихийного бедствия;

малой мощности, от 5 до 10 кВт, с возможностью транспортировки на легковом автотранспорте;

средней мощности, до 100 – 300 кВт, для размещения в фермерских хозяйствах, удаленных поселениях, с параллельной работой с дизельными электростанциями для существенной экономии топлива. Еще более экономичный режим с применением аккумуляторных батарей большой емкости;

мощных ветростанции — 10 – 100 мВт, для подачи электроэнергии в региональные сети;

особо мощных от — 100 до 500 мВт, для подачи электроэнергии в электрические сети страны.

Мощные ветродвигатели имеют ветроколесо большого диаметра и большую высоту, и очень низкую угловую скорость, а используют ветровой поток от самого низкого уровня, до самого высокого. Направление ветра по ширине ветроколеса, особенно по высоте, очень сильно меняется и по интенсивности и по направлению, поэтому самое эффективное решение использовать автономные парусные узлы, реагирующие на свое направление ветра в месте его установки. С какой бы стороны не дул ветер на разные автономные узлы, хоть с противоположной, энергия будет отдаваться ветроколесу в одном направлении. При соответствующей установке всех автономных парусных узлов легко задается как правое, так и левое вращение ветроколеса. Количество автономных парусных узлов ограничено только диаметром ветроколеса и его высотой.

Ветровая мощность одного автономного узла имеет мощность в зависимости от варианта исполнения — 7,5 кВт или 15 кВт. Он легко монтируется, демонтируется, и обслуживается на ветроколесе (рис. 8).

Переносные парусные ветродвигатели микромощные и средней мощности до 20 кВт имеют ветроколеса маленького диаметра и высокую угловую скорость. Здесь все паруса, а их количество ограничено, связаны воедино и работают синхронно (рис. 9).



Рис. 8. Мощная карусельная парусная ВЭУ с автономными парусными узлами и автоматической защитой парусов от ветровой перегрузки, реализованная автором в г. Таганроге



Рис. 9. Малая карусельная парусная ВЭУ с синхронным управлением парусов, реализованная автором

Шум от работы ветродвигателя отсутствует полностью при любой скорости ветра и мощности ветродвигателя.

Мощность ветродвигателя полностью вписывается в формулу Н.Е. Жуковского расчета мощности с 50%-ным коэффициентом использования энергии ветрового потока при самых малых скоростях ветра. К. п. д. ветродвигателя — 35 – 40%, что проверено экспериментально.

Для защиты от ветровой перегрузки парусов и всего ветроколеса разработана и испытана эффективная защита. При превышении скорости ветра больше расчетной срабатывают механизмы и паруса открываются, пропускают потоки ветра мимо себя. При развороте ветроколеса или уменьшении ветра парус становится на свое место и самоблокируется. При малых скоростях ветра срабатывание защиты не происходит.

Ветродвижитель карусельного типа с управляемыми парусами начинает вырабатывать электрический ток при очень низкой скорости ветра от 0,5 – 1 м/сек, так же проверено экспериментально и устойчиво работает при штормовом ветре с защитой парусов от ветровой перегрузки, без вмешательства извне. Минимальные меры защиты ветроколеса и электросиловой системы ветроэлектростанции обеспечивают высокую степень безопасности.

Для размещения одной мощной ветроэлектростанции требуется территория в десятки раз меньшая, чем для большого количества пропеллеров на ту же мощность. Мощные и особо мощные ветроэлектростанции являются высотными, размещаясь на поверхности земли. В нижней части располагаются все тяжелые узлы и агрегаты, доступные ремонту и обслуживанию, большей частью без остановки ветроколеса.

В карусельном ветродвигателе, ветроколесо совершенно не реагирует на сильный дисбаланс и асимметрию монтажа парусов. В пропеллерном ветродвигателе дисбаланс непременно приведет к серьезной аварии.

Карусельная ветроэлектростанция с вертикальной осью вращения, с автоматически управляемыми парусами, с эффективной защитой от ветровой перегрузки, машина тихходная, эстетичная, грациозная, не портит ландшафт, экологически абсолютно чистая, безопасная в работе и обслуживании, легко транспортируется в любые отдаленные районы обычным транспортом, монтируется без применения специальной техники и не имеет ограничения по мощности.

В Таганроге на протяжении года работает ветродвижитель в тестовом режиме с автономными парусными узлами и защитой от ветровой перегрузки, разработан и изготовлен ветродвижитель мощностью 0,5 – 1 кВт (ведутся испытания).

#### **Карусельный ветродвижитель в качестве накопителя механической энергии**

Пришло время использовать в электроэнергетике принципы накопления механической энергии, предложенные нашим соотечественником Гулиа Н.В. В ближайшей перспективе ветроэнергетика и маховичные накопители будут занимать передовые позиции в энергетике.

Не секрет, что тепловым электростанциям приходится решать вопросы плавающей, не постоянно отдающей мощности в электричес-

кие сети от ветростанции. Но эта задача вполне решаемая. А вот резкие скачки потребления электроэнергии в сети, вызывающие уход частоты сети от номинальной, на тепловых электростанциях решаются тяжело. Этот вопрос может решить карусельная ветроэнергетика.

Маховичные накопители не боятся ударной нагрузки сети [3]. Это дает нам возможность использовать массу ветроколеса, которая составляет основную часть всего ветродвигателя для поддержания частоты сети при резких отключениях или подключениях в сети.

Если взять небольшую, к примеру, карусельную ветроэлектростанцию диаметром 50 м и высотой 50 м, мощностью 6,6 мВт, то масса ветроколеса составит 550 т. Нагрузка на колесную пару составит около 7 т. Можно ветроколесо нагрузить балластом еще 550 т. Нагрузка на колесную пару составит 14 т. Балласт можно взять и больше веса ветроколеса. Балласт не приводит к существенной потере к. п. д. ветродвигателя, он увеличивает инерционность, смягчает удары сети и увеличивает устойчивость ветроколеса к ветровой нагрузке.

Ветроколесо с балластом запасет энергию, при скорости 13 м/сек  $W = mv^2/2 = (1100,000 \times 13 \times 13)/2 = 93$  мДж или 26 кВт·ч.

Ветродвижитель рассчитан на номинальную мощность 6,6 мВт. Генераторы краткосрочно могут выдержать тройную и даже пятикратную перегрузку, суммарную мощность всех генераторов до 20 – 30 мВт. При запасе энергии ветроколеса всего 26 кВт·ч ветроколесо может держать нагрузку в 30 мВт в течение 3 сек, что вполне достаточно для решения проблем на тепловой электростанции.

Если использовать электрогенераторы с увеличенным диаметром и весом ротора, легко увеличить емкость накопителя энергии на порядок и довести до 300 и более кВт·ч, а это 15 – 20 мин работы ветродвигателя с отдачей в сеть мощности в 1 мВт при отсутствии ветра.

Это небольшой ветродвижитель, а у особо мощных карусельных ветродвигателей возможности куда более впечатляющие. Допустим, мощность карусельного ветродвигателя 300 мВт. Он способен три секунды держать мощность 1350 мВт, если будет такая необходимость.

#### **Перспективы карусельных ветродвигателей**

Возьмем ветропарк из 80 пропеллерных турбин по 2,5 мВт на общую мощность 200 мВт. По паспорту турбина развивает мощность 2,5 мВт,

при скорости ветра 13 – 15 м/сек. Среднегодовая скорость ветра 5 м/сек, на высоте 100 м до 8, максимум, 10 м/сек. При 10 м/сек турбина разовьет не более 1 мВт, а при 8 м/сек только 0,5 – 0,6 мВт. Все 80 турбин дадут меньше 50 мВт. Коэффициент использования установленной мощности ( $K_{ИУМ}$ ) пропеллерных турбин не превышает 20 – 25%, у парусного ветродвигателя  $K_{ИУМ}$  возрастает до 30 – 35% за счет использования энергии ветра от 0 до 6 м/сек и высотного участка расположения.

Одна карусельная ветростанция диаметром 300 м и высотой 300 м с площадью парусов 380.000 м<sup>2</sup> при скорости ветра 8 м/сек разовьет мощность 52 мВт, а при 13 м/сек — 224 мВт. Высота ветродвигателя в 1,5 – 2 раза выше пропеллерного, на этой высоте стабильность и скорость ветра выше, что добавочно увеличит мощность.

Особенность и отличие парусных ветродвигателей от ветродвигателей других типов, возможность вырабатывания электроэнергии от слабых скоростей ветра — 0,5 – 1 м/сек. Данные [1] продолжительности ветров разной скорости, летнего и осеннего месяца, июль и октябрь, дают возможность посчитать выработку электроэнергии во всем спектре скоростей ветра.

Для примера сравним работу пропеллерного и парусного ветродвигателей одной мощности, которые при скорости ветра 13 м/сек будут давать в нагрузку мощность 1,4 – 1,5 кВт.

В июле парусный ветродвигатель при скорости ветра 2 м/сек даст 10 Вт мощности и за 12% времени работы выработает 0,87 кВт·ч. При скорости ветра от 2 до 5,9 м/сек мощность ветродвигателя увеличится до 100 Вт, время работы — до 63,5%. Он выработает 45,72 кВт·ч, всего — 46,59 кВт·ч. Пропеллерный ветродвигатель в этом диапазоне скоростей стоит, ничего не вырабатывает.

При скорости ветра от 6 до 10 м/сек, мощность возрастает до 200 Вт, время работы составляет 20,3%, выработка энергии — 11,37 кВт·ч.

При скорости ветра 10 – 14 м/сек мощность поднимется до 300 Вт, а время работы уменьшится до 3%, выработка энергии составит 6,48 кВт·ч. При скорости ветра 14 – 18 м/сек, мощность увеличивается до 1,4 кВт, а время работы составит только 1%, выработка энергии — 10 кВт·ч. При скорости ветра от 18 до 25 м/сек мощность — 2,5 кВт, время работы

будет менее 0,1%, а выработка энергии — до 6 кВт·ч. Общая выработка обоих ветродвигателей по 39,85 кВт·ч., что меньше парусного на участке скоростей ветра — от 0 до 5,9 м/сек. Общая энергия парусного 86,44 кВт·ч, а пропеллерного — только 39,85 кВт·ч, что больше в 2 раза.

В октябре распределение скоростей ветров смещается в более высокий диапазон, и пропеллерные ветродвигатели проигрывают меньше — в 1,35 раза.

Окупаемость парусных ветродвигателей в 1,5 – 2 раза выше, и себестоимость строительства карусельной ветростанции гораздо привлекательнее.  $K_{ИУМ}$  увеличивается до 35%.

Карусельные парусные ветродвигатели, менее затратные и менее металлоемкие. Производство электроэнергии без дотаций с коротким сроком окупаемости. Основное преимущество карусельных парусных ветродвигателей — большая единичная мощность, безопасная работа и гарантированное экологически чистое производство электроэнергии, чистые технологии изготовления конструкций ВЭУ. В связи с отсутствием производства крупногабаритных узлов и тяжелых деталей в этой области сроки изготовления, доставка, монтаж и наладка оборудования сокращаются в несколько раз.

При использовании карусельных ветродвигателей возможно получение не только добавочной мощности, но и улучшение качества энергии большой энергетики при использовании механического накопления энергии большой емкости.

В монографии [1] анализируется вклад России в развитие ветроэнергетики в прошлом столетии и возможности широкомасштабного развития пропеллерной ветроэнергетики в России в наши дни.

В книге предлагаются 4 пути развития ВЭУ в России: покупка готовых ВЭУ зарубежного производства; покупка лицензий и производство в России; привлечение зарубежных производителей для создания их производства в России; производство ВЭУ на базе российских разработок и промышленной базы.

На наш взгляд, первые три пункта нельзя рассматривать даже как временное решение проблемы отставания от западных фирм, т.к. есть риск попасть в постоянную зависимость от зарубежных производителей.

Только последний пункт может коренным образом изменить положение дел. Необходи-

мо искать новые стратегические пути, новые научные идеи, разворачивать отечественное производство, а оно есть.

У нас нет промышленной базы производства крупногабаритных компонентов ВЭУ, огромных лопастей весом до 30 т каждая, гондолы весом до 200 – 250 т, башенных конструкций весом до 150 – 250 т, редукторов, специализированных генераторов большой мощности весом до 50 т, и нет необходимости в развертывании такого производства, терять годы и огромные средства, и уж тем более покупать эти изделия за рубежом. Остается одно — выйти на производство ветродвигателей нового поколения, которое будет

удовлетворять всех: и производителей, и экологов, и потребителей.

Карусельная, парусная ветроэнергетика позволит в ветроэнергетике использовать работающие предприятия и производить продукцию ВЭУ в огромных объемах уже сегодня.

Карусельные ветроэлектростанции с автоматически управляемыми парусами, с эффективной защитой от ветровой перегрузки, можно размещать в регионах с любой розой ветров, даже 2 – 4 м/сек с гарантированной окупаемостью, как в автономном режиме в любой точке страны, так и в местах с высокой ветровой активностью, большими ветропарками ветродвигателей с единичной мощностью от 50 до 300 МВт.

**Ключевые слова:** карусельные ветродвигатели с управляемыми парусами

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Николаев В.Г. Ресурсное технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития ветроэнергетики в России – М.: АТМОГРАФ, 2011.
2. Крючков Ю.С. Использование паруса. Парусники и ветроходы, интернет..
3. Гулиа Н.В. В поисках энергетической капсулы, 1986.

### МОДЕЛИРОВАНИЕ АВТОНОМНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ТОРЦЕВОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

*Амузаде А.С., к.т.н., Сизганова Е.Ю., к.т.н. Петухов Р.А., Пилюгин Г.А., Сибирский федеральный университет Политехнический институт*

Энергетический кризис, связанный с сокращением запасов органического топлива, и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют все больший интерес во всем мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Среди них существенное место по запасам и масштабам использования занимает энергия потоков воды. Объясняется это высокой энергетической плотностью потока воды и относительной временной стабильностью режима стока большинства рек. Большая плотность воды по сравнению с воздухом (в 846 раз) определяет, при прочих равных условиях, соответствующее уменьшение массогабаритных и стоимостных показателей рабочего колеса гидротурбины по сравнению с ветроколесом. Стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяют использовать более простые и дешевые системы генерирования и стабилизации

параметров производимой электроэнергии. В итоге гидроэлектростанции производят более дешевую электроэнергию по сравнению с ветроэлектростанциями, а также с энергоустановками, использующими другие виды возобновляемых энергоресурсов [1].

Перспективным экологически чистым источником электроэнергии широкого назначения является микроГЭС. Принципиально процесс преобразования механической энергии потока воды в электрический ток может осуществляться с помощью достаточно широкого набора устройств, в том числе и не предназначенных специально для применения в микроГЭС. Проблема заключается в оптимизации этого преобразования с целью получения наилучших потребительских и эксплуатационных свойств энергоустановок.

В агрегатах микроГЭС в основном применяются генераторы переменного тока синх-

ронного или асинхронного типов. Преимуществами асинхронных генераторов являются высокая надежность, малые габариты, низкая стоимость, простота включения на параллельную работу. К основным их недостаткам относятся необходимость в конденсаторной батарее для самовозбуждения и относительная сложность регулирования выходного напряжения. Синхронные машины имеют несколько большие габариты и массу, а также они более дорогие, чем асинхронные. Тем не менее, меньшая мощность возбуждения и простота возбуждающих и регулирующих устройств в ряде случаев делают более предпочтительным применение в микроГЭС синхронных генераторов.

В гидроэлектростанциях класса «микро» наблюдается тенденция к некоторому усложнению электрической части установок, которая в большинстве случаев осуществляет и функции стабилизации производимой электроэнергии, за счет соответствующего упрощения гидротехнического оборудования.

Для анализа показателей качества электрической энергии у конечного электроприемника в локальной сети на базе микроГЭС с генератором мощностью 20 кВт была смоделирована система электроснабжения в пакете расширения SimPowerSystems системы MatLAB 7.0 (рис. 1) с диапазоном полных мощностей комплексной нагрузки от 3,6 кВт·А до 8 кВт·А. [2].

### Блоки, входящие в систему

#### *Синхронная машина с постоянными магнитами Permanent Magnet Synchronous Machine*

##### Назначение

Блок Permanent Magnet Synchronous Machine является моделью синхронной машины с постоянными магнитами. В модели не учитывается насыщение магнитной цепи, поскольку такие машины имеют, как правило, повышенный воздушный зазор. Порты модели A, B и C являются выводами статорной обмотки машины. Входной порт Tm служит для задания момента сопротивления. На выходном порту m формируется векторный сигнал, состоящий из 10 элементов: 1 – 3 — токи обмотки статора —  $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ; 4 – 5 — проекции токов статора на оси  $q$  и  $d$  —  $i_d$  и  $i_q$ ; 6 – 7 — проекции напряжений статора на оси  $q$  и  $d$  —  $u_d$  и  $u_q$ ; 8 — угловая частота вращения ротора  $\omega_r$ ; 9 — угол поворота ротора  $\theta$ ; 10 — электромагнитный момент  $T_e$ .

#### *Трехфазная последовательная RLC-нагрузка Three-Phase Series RLC Load*

##### Назначение

Блок Three-Phase Series RLC Load моделирует трехфазную цепь, состоящую из трех последовательных RLC-нагрузок. Схема соединения цепей может быть различной. Параметры цепи задаются через мощности фаз цепи при номинальном напряжении и частоте.

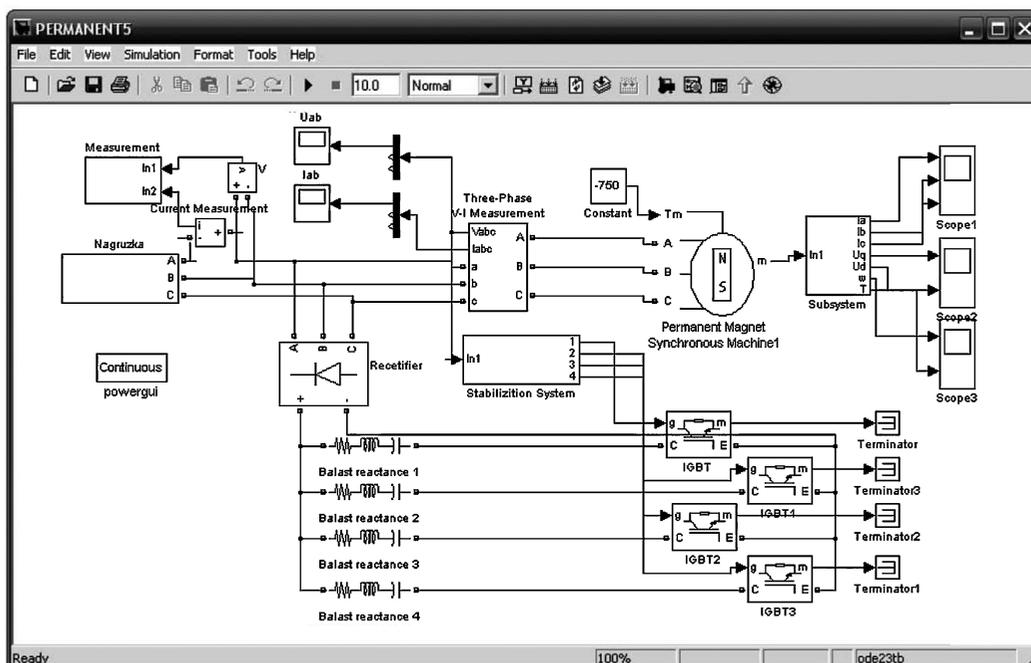


Рис. 1. Модель локальной сети с генератором 20 кВт в системе MatLAB

*Трехфазный измеритель Three-Phase V-I Measurement*

Назначение

Блок Three-Phase V-I Measurement выполняет измерение токов и напряжений в трехфазных цепях.

*Измеритель тока Current Measurement*

Назначение

Выполняет измерение мгновенного значения тока, протекающего через соединительную линию (провод). Выходным сигналом блока Current Measurement является обычный сигнал Simulink, который может использоваться любым Simulink-блоком.

*Биполярный транзистор IGBT*

Назначение

Моделирует составной биполярный транзистор с изолированным затвором.

*Графический интерфейс пользователя Powergui*

Назначение

Блок Powergui является инструментом графического интерфейса пользователя и обеспечивает решение следующих задач:

- расчет схемы векторным методом;
- расчет установившегося режима;
- дискретизация модели;
- задание начальных условий;
- инициализация трехфазных схем, содержащих электрические машины таким образом, чтобы расчет начался с установившегося режима;
- анализ схемы с помощью инструмента Simulink LTI-Viewer;
- определение полного сопротивления (импеданса) цепи;
- выполнение гармонического анализа;
- создание отчета;
- создание файла характеристик намагничивания для модели трансформатора с учетом насыщения сердечника;
- вычисление параметров линии электропередачи.

Синхронный генератор с постоянными магнитами задается здесь стандартной моделью из пакета расширения SimPowerSystems (рис. 2), в котором возможно задать различные параметры проектируемых торцевых синхронных генераторов в диапазоне мощностей от 3 до 20 кВт. [2].

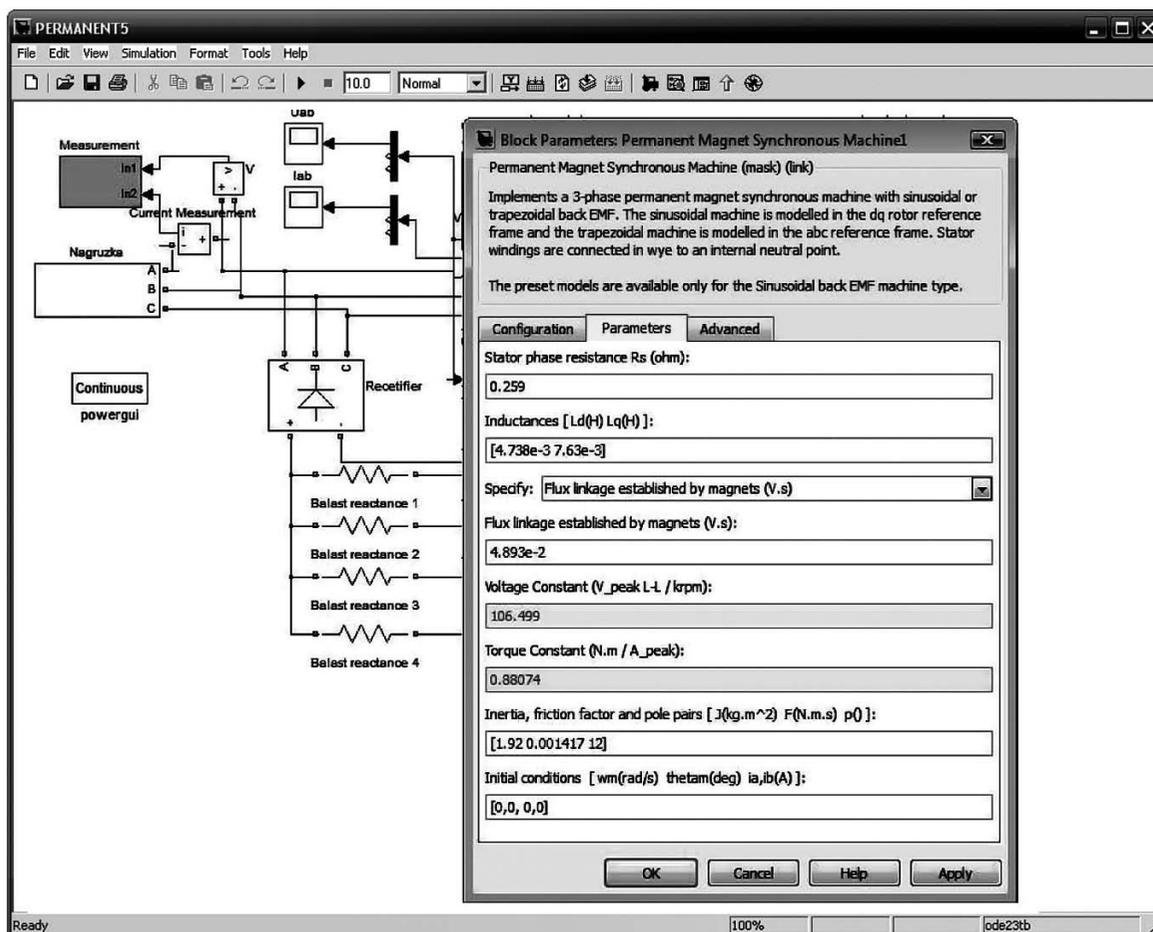


Рис. 2. Окно задания параметров синхронного генератора с постоянными магнитами в системе MatLAB

Динамическая комплексная нагрузка моделируется с помощью трехфазных RLC цепей (рис. 3) и позволяет моделировать режимы сброса и наброса нагрузки в узле присоединения электроприемников у конечного потреби-

теля. Изменение нагрузки моделируется с помощью ключей «Three-Phase Breaker». Параметры нагрузки задаются с помощью окна «Block Parameters: Three-Phase Series RLC Load», представленной на рис. 4.

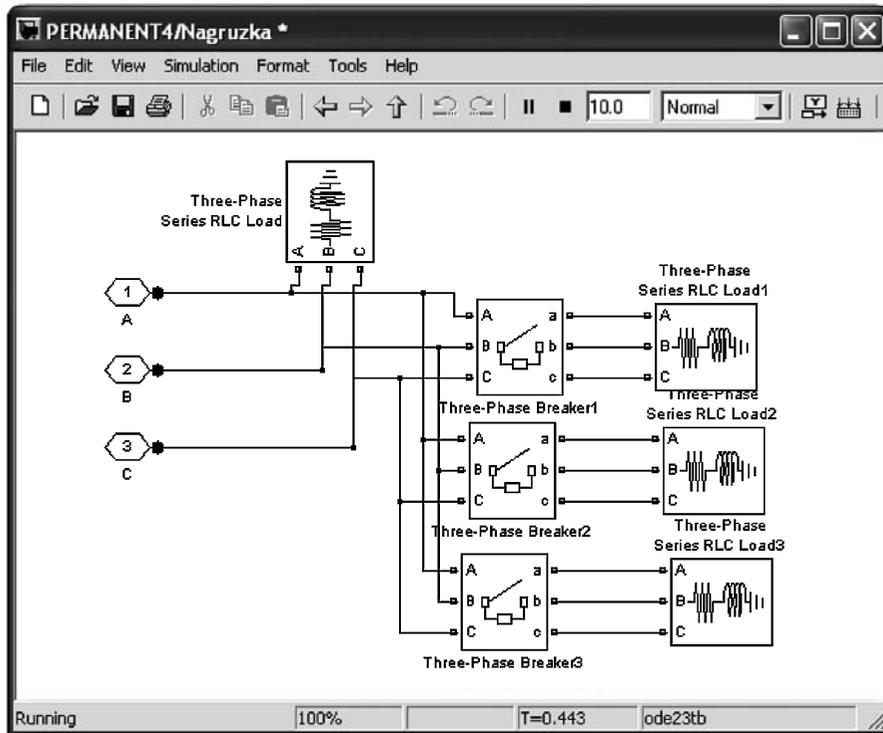


Рис. 3. Модель динамической комплексной нагрузки в системе MatLAB

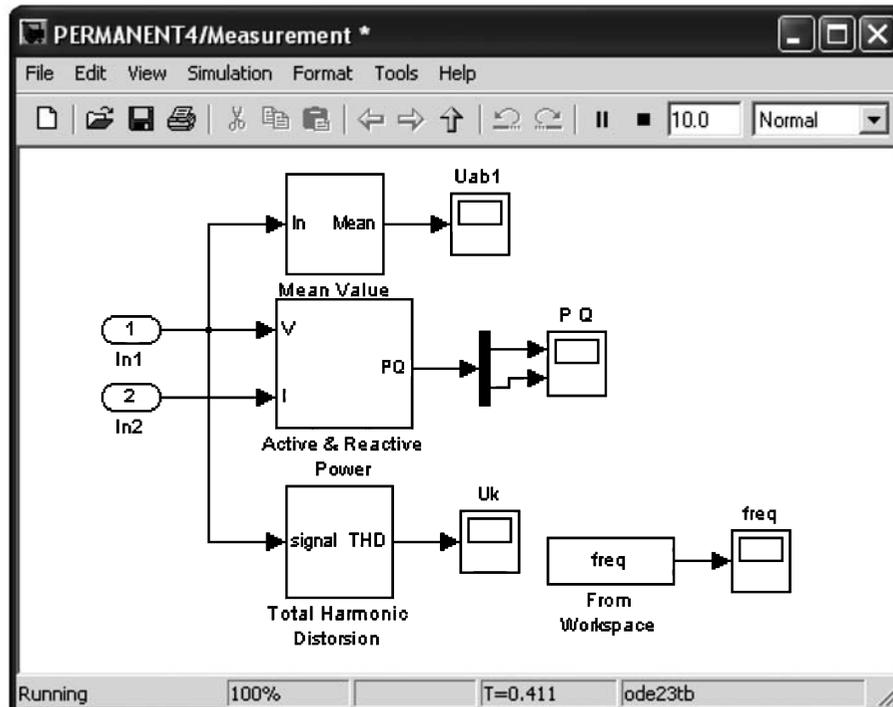


Рис. 4. Окно задания параметров одного блока динамической комплексной нагрузки в системе MatLAB

Блок измерения электрических показателей моделируемой локальной сети представлен на рис. 5.

Этот блок позволяет фиксировать следующие параметры качества электрической энергии у конечного потребителя согласно ГОСТ 13109-97 [3]:

1 — отклонение электрического напряжения  $\Delta U$ , %:

$$\Delta U = \frac{U - U_i}{U_i} \cdot 100\% . \quad (1)$$

Нормально допустимое значение отклонения электрического напряжения  $\pm 5\%$ , предельно допустимое значение отклонения электрического напряжения  $\pm 10\%$  от номинального значения напряжения.

2 — колебание электрического напряжения  $\delta U$ , %:

$$\delta U = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_i} \cdot 100\% . \quad (2)$$

3 — отклонение частоты электрической сети  $\Delta f$ , %, Гц:

$$\Delta f = \frac{f_{\max} - f_{\min}}{f_i} \cdot 100\% , \quad (3)$$

$$\Delta f = f_{\max} - f_{\min} . \quad (4)$$

Нормально допустимое значение отклонения частоты электрической сети  $\pm 0,2$  Гц, предельно допустимое значение отклонения частоты электрической сети  $\pm 0,4$  Гц от номинального значения частоты.

Стабилизация выходного напряжения генератора осуществляется изменением балластной электрической нагрузки «Balast reactance» с помощью IGBT транзисторов и системы стабилизации «Stabilization System» (см. рис. 1).

В результате моделирования установившегося режима локальной сети были получены следующие результаты (рис. 6, 7, 8):

Отклонение электрического напряжения находится в допустимых пределах согласно ГОСТ 13109-97 [3].

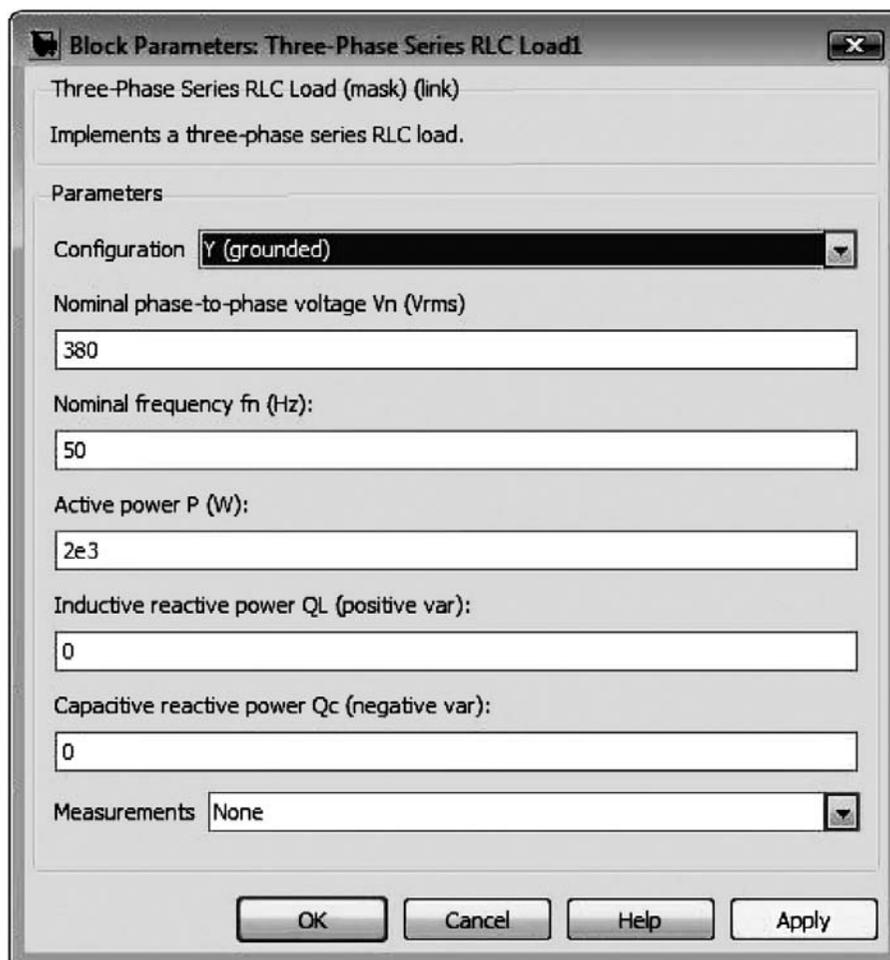


Рис. 5. Схема блока измерения электрических параметров локальной сети

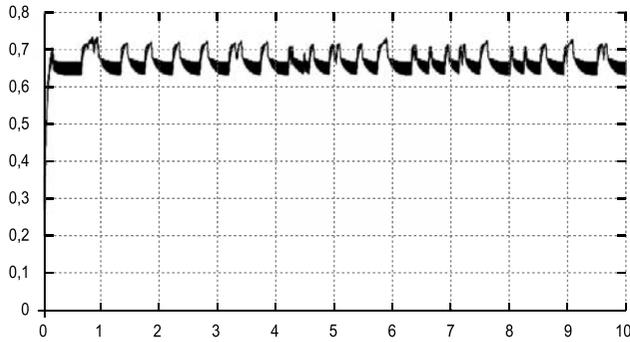


Рис. 6. График напряжения у конечного потребителя в установившемся режиме работы локальной сети (о.е.)

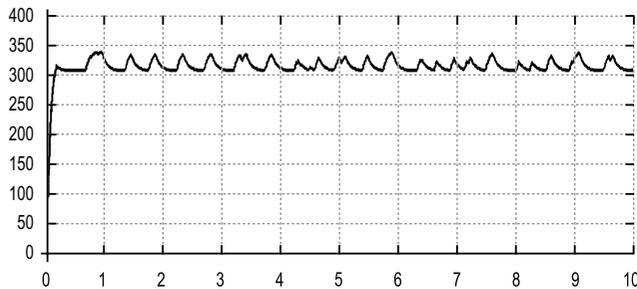


Рис. 7. График частоты вращения генератора в установившемся режиме (об/мин)

В результате моделирования переходного режима локальной сети были получены следующие результаты (рис. 9, 10, 11):

1 — отклонение электрического напряжения в локальной сети электроснабжения выходит за пределы допустимых значений согласно ГОСТ 13109-97 [3];

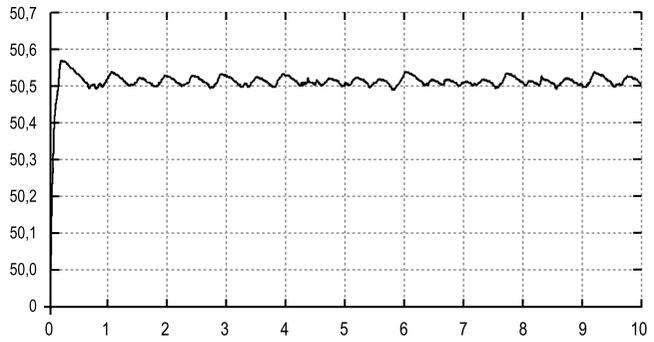


Рис. 8. График частоты электрической сети в установившемся режиме работы (Гц)

2 — отклонение частоты электрической сети  $\Delta f$  выходит за пределы допустимых значений согласно ГОСТ 13109-97 [3].

Поэтому необходимо стабилизировать параметры качества электроэнергии в переходном и установившемся режимах. Но не совсем корректно для оценки параметров качества электроэнергии, автономных систем электроснабжения, использовать ГОСТ 13109-97 (Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения). Целесообразно разрабатывать на федеральном уровне методологическое обеспечение для контроля показателей качества электроэнергии автономных систем электроснабжения на основании таких документов, как ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 4.171-85 [4].

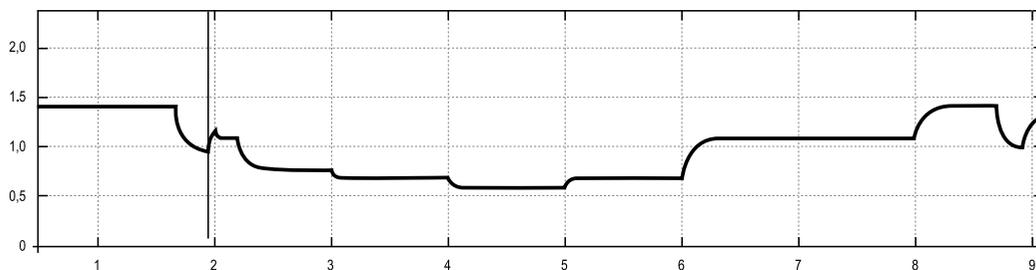


Рис. 9. График напряжения у конечного потребителя в переходном режиме работы локальной сети (о.е.)

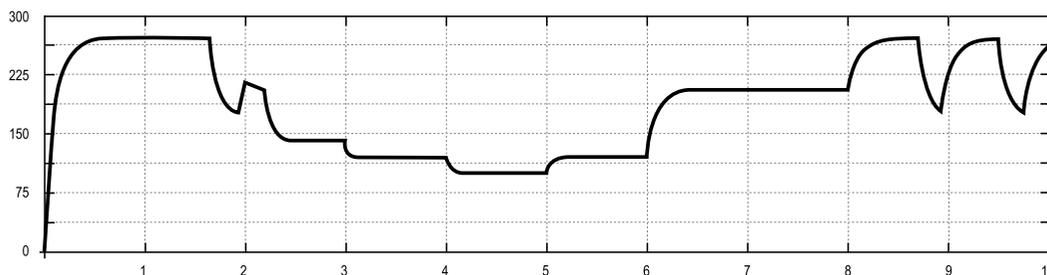


Рис. 10. График частоты вращения генератора в переходном режиме работы (об/мин)

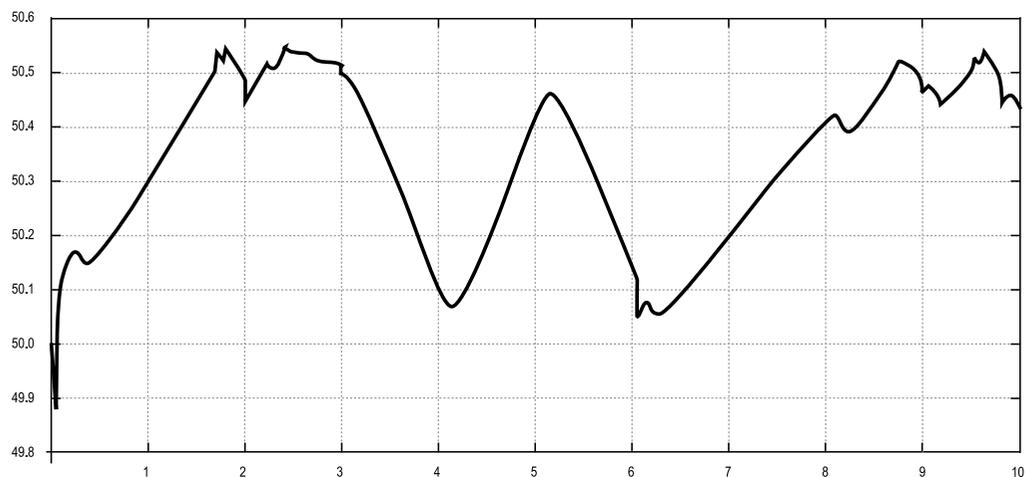


Рис. 11. График частоты электрической сети в переходном режиме работы (Гц)

На основании полученных результатов в переходном и установившемся режимах рекомендуется установка средств групповой и индивидуальной стабилизации напряжения и частоты, управляемые устройства компенсации реактивной мощности

(УКРМ) в локальной сети электроснабжения с питанием от микроГЭС, для обеспечения показателей параметров качества электроэнергии в допустимых пределах и надежной и бесперебойной работы электроприемников.

**Ключевые слова:** автономная система электроснабжения, микроГЭС, торцевой синхронный генератор, качество электрической энергии, моделирование

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Лукутин Б. В., Обухов С. Г., Шандарова Е. Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций. – Томск, 2001.
2. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008.
3. ГОСТ 13109-97 Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Дата введ. 01.01.1999.
4. ГОСТ 4.171-85 Система показателей качества продукции. Турбогенераторы, гидрогенераторы, синхронные компенсаторы и их системы возбуждения. Номенклатура показателей. Дата введ. 30.06.1986.
5. Амузаде А. С., Сизганова Е. Ю., Петухов Р. А., Математическая модель автономной локальной системы электроснабжения: комплексная нагрузка // Вестник ИргТУ, 2012. – №10 (69).

#### МЕТОДЫ СТАБИЛИЗАЦИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ УСТАНОВОК ВО ВРЕМЕНИ

*Кабаков В.И., к.т.н., Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского (ЭНИИ)*

Приводятся данные по методам стабилизации производительности солнечных установок с концентраторами. Они состоят в использовании для этого различного рода аккумуляторов. В статье излагаются методы, предложенные и опробованные в основном в Энергетическом институте им. Г.М.Кржижановского.

Значительных успехов в области создания СЭС с концентраторами и тепловыми аккумуляторами (ТА) достигли в самые последние

годы Испания и США [1]. В 2012 г. ожидается значительное увеличение мощности таких СЭС, достигших в 2011 г. 1611,4 МВт, причем к созданию таких СЭС в мире присоединяются Индия, Австралия, Южная Африка, страны Ближнего Востока на севере Африки и даже Латинская Америка. Многое из того, что привело к успеху указанных технологий,

было сделано в ЭНИН и порой по времени даже ранее зарубежных работ. Причем результаты ЭНИН во многом идентичны полученным за рубежом и до сих пор остаются оригинальными или первопродходческими.

Укажем основные направления и недостатки солнечных установок, общие для них во всем мире. Главным из них является противостояние или конкуренция тепловых и фотоэлектрических СЭС. Для сглаживания этой проблемы нами предложены рассматриваемые в статьях комбинированные или гибридные установки, обладающие преимуществами того и другого направления. Во многих случаях серьезную проблему для тепловых СЭС представляет собой отсутствие воды в местах сооружения СЭС. Здесь могут оказаться полезными наши простые, надежные и экономичные солнечные водоподъемники, которые описаны далее. Еще одним недостатком солнечных установок является необходимость чистки от загрязнений или промывка их оптических поверхностей. Для этого в основном используются специальные химические растворы, а автоматизация процесса чистки требует еще специального оборудования, особенно когда это касается большого поля параболических концентраторов (ПЦК) или многочисленных гелиостатов башенных СЭС. Необычайно важными для СЭС остаются проблемы финансирования строительства, специально установленные тарифы на производимую электроэнергию и подсоединение солнечных установок к сети. Острой остается и проблема отчуждения больших земельных участков, требуемых для СЭС. Использование концентрирующих систем в какой-то степени понижает остроту этой проблемы. Но использование в установках ТА требует и соответствующего добавления концентраторов, а, следовательно, увеличения этих участков.

Основным недостатком, касающимся всех солнечных систем и установок, является периодичность их действия, связанная с периодическим или случайным отсутствием солнечной радиации. Но как раз энергия от дополнительных зеркал может запасаться в баках-аккумуляторах ранним утром или в часы после работы предприятий. В часы же перехода ото дня к ночи, когда поступление тепла от концентраторов прекращается, энергосистемы могут получать электроэнергию от тепла, запасенного в ТА. Способность запасать и

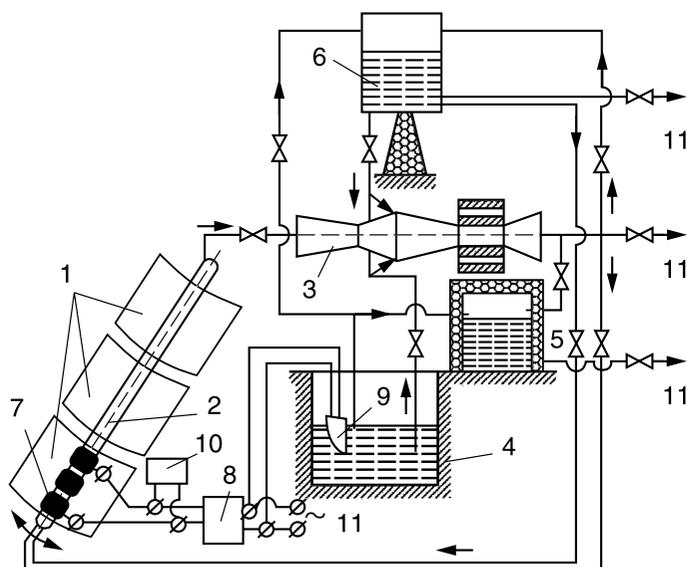
хранить тепловую энергию для использования в темное время суток является важным преимуществом тепловых СЭС над установками, использующими фотоэлектрический метод преобразования энергии.

Как показывает опыт эксплуатации СЭС с ТА, работающими с расплавами солей, эти аккумуляторы значительно повышают коэффициент использования установленной мощности СЭС (т.е. количество электроэнергии, вырабатываемой СЭС за год). В то же время электроэнергия вырабатывается в такое время суток, когда та особенно нужна потребителям. Следовательно, ТА и рост к. п. д. являются важными факторами, снижающими затраты на СЭС с концентраторами (КСЭС) и обеспечивающими надежность энергоснабжения и маневренность СЭС, которые столь необходимы для энергосистем и операторов сетей. Причем коэффициент использования установленной мощности для отдельных СЭС существенно повышается при сравнительно небольших дополнительных затратах (по оценкам рост этого коэффициента может составить до 40% при увеличении затрат примерно на 20%).

Подчеркнем, что технология СЭС с ТА успешно может обеспечивать покрытие пиковых нагрузок, что было продемонстрировано в Испании. Работы по внедрению СЭС с ТА широко проводятся в штатах Невада и Калифорния (США). Только в шт. Калифорния в ближайшие 5 лет предполагается соорудить около 5 новых СЭС такого типа. Отметим, что эти работы проводятся при значительной государственной финансовой поддержке, а аккумулялирование тепла повышает общую эффективность энергосистем и понижает стоимость энергии для потребителей.

Решение проблемы, связанной с периодичностью работы солнечных установок с использованием концентраторов, проводилось и в ЭНИН. Рассмотрим, что сделано в этом направлении. Системы аккумулялирования в солнечных параболических установках существенно отличаются при наличии или отсутствии парообразования в приемниках солнечной энергии [11]. В СЭС башенного типа используются такие же аккумуляторы тепла, как и в установках с ПЦК, если в обоих случаях отсутствует парообразование первичного теплоносителя.

Обе рассматриваемые схемы солнечных установок (рис.1, 2), предложенные в ЭНИН,



**Рис. 1.** Схема гибридной солнечной установки со струйным насосом-инжектором:  
 1 — параболический концентратор;  
 2 — приемник солнечного излучения; 3 — струйный насос-инжектор; 4 — колодезь; 5 и 6 — сборные баки; 7 — фотоэлектрические батареи; 8 — инвертор; 9 — погружной насос; 10 — аккумуляторная батарея; 11 — подача электроэнергии и воды к потребителю

являются комбинированными или гибридными, т.е. в них используются два различных способа преобразования солнечной энергии. В данных установках это термодинамический и фотоэлектрический способы. Схемы содержат фотомодули (ФЭМ), работающие в концентрированном солнечном свете. Наряду с обычными и присутствующими в таких установках инверторами, их фотоэлектрическая часть содержит аккумулятор электрической энергии (соответственно, это аккумуляторные батареи 10 и 19 на приведенных ниже схемах). Этот аккумулятор может обеспечивать независимую работу солнечной установки в периоды отсутствия солнечной радиации, а при запуске и функционировании термодинамической части обеспечивать ее и потребителя электрической энергией. Электрические батареи являются единственными из всех представленных в обеих статьях аккумуляторов, которые не являются аккумуляторами тепла.

Рассмотрим роль и функционирование аккумуляторов в первой параболической установке для водоподъема и теплоснабжения [2, 3], схема которой показана на рис. 1. Установка содержит баки-аккумуля-

торы многоцелевого использования. Так, верхний бак (6) позволяет организовать циркуляцию воды через приемник ПЦК после периодов остановов или бездействия и снабжает водой различных ближних и дальних потребителей. Вода из этого же бака вводится также через жидкостные сопла в камеру смешения. После достижения потоком в сопле инжектора определенного паросодержания начинается запуск инжектора (в данном случае путем смены горловин диффузора).

После запуска вода в инжектор закачивается из источника благодаря низкому давлению в его камере смешения, а подводы от верхнего бака к камере смешения и на вход приемника ПЦК отключаются, так как инжектор обеспечивает циркуляцию части нагретой воды через приемник ПЦК. Верхний бак заполняется инжектором для выполнения всех указанных функций при запуске и для водоснабжения в периоды отсутствия солнечной энергии. Этот бак (6) не имеет теплоизоляции, и за ночь вода в нем понижается, что позволяет на другой день использовать его для указанных функций.

Второй, установленный на земле бак (5), имеет теплоизоляцию. Вода в нем находится под давлением и имеет высокую температуру, соответствующую температуре на выходе из струйного насоса (3). Бак позволяет подавать воду на теплоснабжение и на снабжение горячей водой потребителя даже в периоды отсутствия солнечной радиации. Часть воды из этого бака или сразу после инжектора используется для подачи в приемник ПЦК. Это особенно выгодно для запуска при недостаточной солнечной радиации и стало лучшим способом осуществления запуска в такой установке.

Во многом работа нашей только что рассмотренной водоподъемной установки аналогична функционированию крупных СЭС, особенно СЭС, показанной на рис.1, и особенно СЭС с парообразованием в приемнике ПЦК, рассматриваемых во второй нашей статье в этом номере. Но преобразование тепловой энергии в механическую происходит в паровом двухфазном сопле инжектора, а не в паровой турбине. Многие проблемы крупных солнечных установок с концентраторами были решены на установке в Фергане. Это касается проблем в солнечной оптической, тепловой и других системах этих установок и оказывается актуальным для многих осваи-

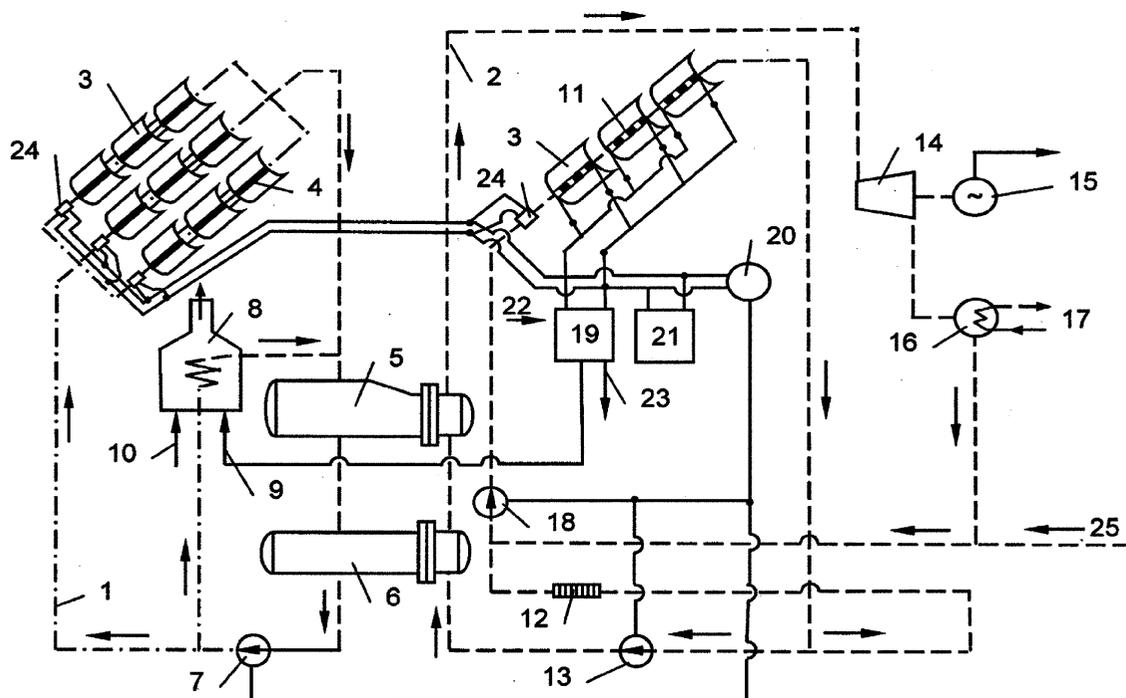


Рис. 2. Комбинированная двухконтурная солнечная энергетическая установка:

1 — первый контур с теплопередающей жидкостью; 2 — второй пароводяной и паротурбинный контур; 3 — модульные параболические концентраторы; 4 — приемники ПЦК; 5 — пароперегреватель; 6 — парогенератор; 7 — циркуляционный насос первого контура; 8 — котельная установка; 9 — ввод водорода; 10 — ввод биотоплива; 11 — приемники модульных ПЦК (3) с установленными на них фотоэлектрическими элементами; 12 — система теплоснабжения; 13 — циркуляционный насос второго контура; 14 — паровая турбина; 15 — генератор; 16 — конденсатор; 17 — вход и выход охлаждающей воды; 18 — циркуляционный насос; 19 — электролизер с аккумулярованием получаемого водорода; 20 — инвертор; 21 — аккумулятор электрической энергии; 22 — ввод нагретой в приемниках жидкости; 23 — выход кислорода из электролизера; 24 — приводы систем слежения ПЦК за солнцем; 25 — восполнение потерь теплоносителя

ваемых сейчас в мире крупных СЭС, некоторые из которых описаны в следующей статье. То есть, нашу небольшую установку в Фергане можно рассматривать в качестве своего рода прототипа этих крупных солнечных установок. Можно высказать предположение, что разработки ЭНИН и предложения по рассматриваемым вопросам послужили одной из причин широкого обращения к этим вопросам зарубежных специалистов и разработчиков в настоящее время. Как бы то ни было, но установки с концентраторами переживают сейчас вторую после конца XX века весну, и как говорят на Западе, сейчас «наступило время таких установок». Далее описывается работа установки с ПЦК, представленной на рис. 2.

В представленной на рис. 2 и защищенной нашим патентом [4] двухконтурной СЭС, теплообменники (5 и 6), одновременно являющиеся баками-аккумуляторами теплоносителя,

во втором контуре. На приемниках ПЦК, установленных во втором контуре, как показано на рис. 2, установлены фотомодули, работающие в концентрированном солнечном свете. При таких условиях работа фотоэлементов улучшается, повышаются их производительность и к. п. д. Этот способ все шире применяется при использовании фотоэлементов в энергетике. Вопросы оптимального размещения фотоэлементов на поверхности приемника и их оптимального охлаждения особенно актуальны для установок с парообразованием в приемниках ПЦК. Рекомендации ЭНИН по этим вопросам рассмотрены в публикациях [5 – 7].

Инвертор на рис. 1, преобразующий постоянный ток в переменный, позволяет организовать работу слежения за солнцем всей системы ПЦК, а также работу всех насосов установки. Возможно также разложение воды в электролизере (19) на водород и кислород.

Получаемый водород может храниться в аккумуляторе водорода (на схеме он указан в позиции 19 одновременно с электролизером для разложения воды на водород и кислород). Этот водород может подводиться по трубопроводу от (19) к котлу (8), где он может использоваться в качестве топлива для нагрева теплоносителя в первом контуре установки в периоды недостаточной солнечной радиации, т.е. для продления времени работы установки. Аккумуляторные батареи и аккумулятор водорода были частью наших патентов в России и за рубежом в 90-е годы, например, патента [4].

Здесь подробно не рассматривается тот теплоноситель, который был выбран для работы в первом контуре такой установки, поскольку он рассмотрен в публикациях [8, 9], в которых представлены также результаты его испытаний на оптическую и термическую стабильность. Был запатентован и соответствующий вакуумированный приемник ПЦК с этим теплоносителем и красителем [10]. Этот жидкий теплоноситель с небольшим по концентрации добавлением красителя можно рассматривать как наножидкость, которая позволяет получать температуру после нагрева солнечным концентратором, превышающую 500°C. Конструкция приемника и селективные свойства смеси теплоносителя с красителем исключают необходимость покрывать поверхность приемника специальным материалом с селективными свойствами. Оболочка приемника выполняется тогда стеклянной, что упрощает всю конструкцию вакуумированного приемника, исключая, в частности, необходимость применения сильфонов. Схемы иностранных специалистов с аккумуляторами тепла и использование в качестве теплоносителя расплава солей натрия и калия появились и запатентованы в 2010 г., тогда как «наножидкость» и конструкция приемника ПЦК запатентованы еще в 1994 г.

Наличие или отсутствие парообразования в приемнике солнечного излучения суще-

ственно меняет использование аккумуляторов в схемах СЭС с концентраторами. Однако для каждого из двух этих случаев (парообразование или его отсутствие) использование аккумуляторов тепла практически не отличается в принципе для двух типов СЭС — для СЭС с ПЦК и для башенных СЭС. Все эти вопросы рассматриваются в [11].

Обратимся снова к установке на рис. 2. Котел (8) имеет ввод для биотоплива (10). Установка с использованием биотоплива сооружаются в настоящее время в Бразилии. Добавление к солнечной станции котла на биомассе предназначено для покрытия нагрузок в часы пика или в периоды отсутствия должного поступления солнечной энергии. В качестве биотоплива предполагается использовать продукты переработки кокосовых орехов, калорийность которых та же, что у сухих волокон сахарного тростника, которые сжигаются в Бразилии в течение десятилетий. Гибридная установка мощностью 50 МВт в Бразилии будет работать с солнечной частью в дневное время до 19 час. вечера, а с 19 — до 22:30, т.е. в самые пиковые часы, электроэнергия будет производиться паром, получаемым в котлах при сжигании в них биомассы из скорлупы кокосовых орехов. CO<sub>2</sub> из энергоустановки будет улавливаться и передаваться в теплицы, располагаемые между рядами ПЦК, т.е. этим будут решаться экологические проблемы.

В заключение отметим, что целый ряд вопросов, которые возникают сейчас при масштабном сооружении и распространении в мире СЭС с концентраторами и использованием в них новых высокотемпературных теплоносителей и аккумуляторов тепла, либо успешно решались на установке ЭНИН в Фергане, либо нашли свое отражение в указанных патентах. Использование баков-аккумуляторов существенно стабилизирует функционирование таких установок и продлевает время их работы.

**Ключевые слова:** солнечная электростанция с концентраторами, тепловой аккумулятор, параболический концентратор, башенная солнечная электростанция, приемник солнечной энергии

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Cohen G., Mancine T., Wilkins T., Morse F., Kearney D. A history of American CSP – Timeline // Renewable Energy Focus, Las Vegas, 2012.
2. Solar water lifting plant, Patent of France, no. 2509389 published 24.12.1984. Authors: Kabakov V.I., Aladiev I.T., Kokhova I.I., Malevsky Yu..
3. Аладьев И.Т., Кабаков В.И., Кохова И.И., Тарнижевский Б.В. Солнечная водоподъемная установка с аккумулятированием тепла // Аккумулятирование энергии и пути повышения эффективности рабо-

ты ЭС и экономии энергии. Ч.П. Аккумуляирование энергии, тепловые процессы и теплоаккумуляирующие материалы – М.: ЭНИН, 1986.

4. Солнечная комбинированная электрическая станция, Патент РФ №1726922. Опубликовано в бюллетене изобретений (БИ) №14 в 1992г. Авторы: Э.П. Волков, В.И. Кабаков, М.М. Колтун, И.И. Кохова, А.И. Рзаев.

5. **Kabakov V.I., Sereda I.P., Levin L.B.** On the temperature regimes of profiled channels with photovoltaic converters //Proc. 12<sup>th</sup> Europ. PV Conference in Amsterdam, H.S.Stephens&Associated, 1994. – Vol. 1.

6. **Kabakov V.I., Levin L.B.** A choice of position of receiver with photocell in parabolic trough Concentrator // Solar Energy and Solar Cells, 33, 1994.

7. **Kabakov V.I., Levin L.B., Sereda I.P., Dodonov L.D.** A choice of form and temperature regimes in photothermal receiver for parabolic trough //7<sup>th</sup> Int. Symp. On Solar Thermal Concentrating Technologies. M., Sept.1994.

8. **Волков Э.П., Кабаков В.И., В.А.Подгаецкий В.А., Томилина Л.П.** Power Plant Working with Solar Fuels //Intern Symp. on Solar Chemistry, PSI, Switzerland, October 6 – 9, 1997.

9. **Кабаков В.И.** Энергетические установки на солнечной энергии //Электрические станции, 2010. – Сентябрь.

10. Солнечный тепловой коллектор. Патент РФ №2023216. Опубликовано в бюллетене изобретений (БИ) №21 в 1994г. Авторы: В.И. Кабаков, Л.Г. Томилова, В.М. Подгаецкий, А.Г. Каплан, Н.Г. Бялко, Е.А. Лукьянец.

11. **Кабаков В.И.** Типы аккумуляторов тепла и их роль в современных солнечных энергоустановках //Малая энергетика. – М.: ОАО «НИИЭС», 2013. – №1– 2.

## ТИПЫ АККУМУЛЯТОРОВ ТЕПЛА И ИХ РОЛЬ В СОВРЕМЕННЫХ СОЛНЕЧНЫХ ЭНЕРГОУСТАНОВКАХ

*Кабаков В.И., к.т.н., Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского (ЭНИН)*

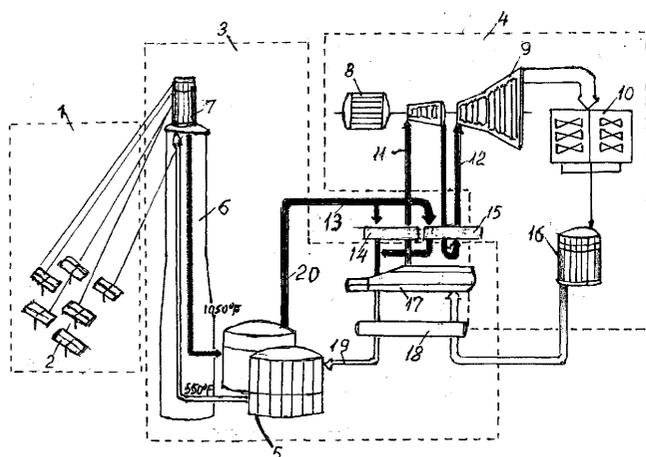
Статья является продолжением статьи [1], посвященной в основном работам ЭНИН по использованию аккумуляторов в солнечных установках с концентраторами. Аккумуляторы позволяют, в частности, облегчить и организовать запуск установок и повысить время их функционирования. В последнее время в мире наблюдается прогресс в совершенствовании систем с тепловыми аккумуляторами (ТА). Ниже описаны как некоторые системы, так и принципы действия ТА в зависимости от наличия парообразования в приемниках солнечной энергии. Если в [1] рассматривались в основном аккумуляторы горячей воды (АГВ) и электрохимические аккумуляторы, то здесь присутствуют только ТА. В пароводяных аккумуляторах (ПВА) используется скрытая теплота парообразования, в других ТА используются фазовые переходы (АФП), а вернее – теплота плавления таких теплоаккумулярующих материалов, как соли, эвтектика солей и биметаллические соединения [2]. В [2] показано, что системы с АГВ и ПВА более эффективны, чем системы с АФП, поскольку обеспечивают более эффективный и стабильный процесс

теплообмена во время зарядки и разрядки ТА, что особенно эффективно для комбинированных топливно-солнечных электростанций (ТСЭС). Пока проблему создают лишь материал, конструкция и теплоизоляция дорогих корпусов ТА.

В целом же ТА обеспечивают регулирование мощности ТСЭС и обеспечивают значительную экономию органического топлива. Режим разряда ТА определяется нагрузкой в энергосистеме и позволяет в достаточно широких пределах осуществлять регулирование мощности в рамках суточного и недельного графиков. При этом режим ТСЭС можно согласовать с графиком нагрузки энергосистемы.

Далее рассматриваются различные по конструкции СЭС: башенные СЭС и СЭС с параболоцилиндрическими концентраторами. Причем рассмотрены как предложенные и разрабатываемые, так и уже действующие в мире установки с ТА. Такая цель, как достижение на солнечных энергоустановках непрерывной выработки энергии при переменной, а порой просто отсутствующей во времени солнечной радиации, теперь становится реальной и вполне осуществимой.

Рассмотрение начинаем со схемы, типичной для башенных СЭС нового поколения. Впервые идея о башенной СЭС была предложена в ЭНИН более полувека назад. Схема современной станции существенно отличается от той СЭС-5, которая сооружалась под научным руководством ЭНИН в Крыму, а также от тех зарубежных башенных СЭС, которые сооружались за рубежом вслед за установкой ЭНИН, и в принципе повторяли ее с некоторыми изменениями. Те касались, в частности, конструкции приемника солнечного излучения, являвшегося в случае СЭС-5 и последовавших за нею американских, японских и испанских башенных СЭС парогенератором установки [3, 4]. Схема солнечной башенной станции по новой технологии показана на рис.1.



**Рис. 1.** СЭС в шт. Невада с использованием центрального приемника, располагаемого на башне, расплавов солей и баков-аккумуляторов: 1 — поле гелиостатов; 2 — гелиостаты; 3 — система с расплавом солей; 4 — энергоблок; 5 — система аккумуляции тепла; 6 — башня; 7 — приемник; 8 — генератор; 9 — генератор с паровой турбиной; 10 — конденсатор; 11 — пар; 12 — пар вторичного перегрева; 13 — солевой расплав; 14 — перегреватель; 15 — промежуточный перегреватель; 16 — бак для конденсата; 17 — парогенератор; 18 — теплообменник; 19 — холодный расплав; 20 — контур с расплавом солей

Основное отличие состоит в том, что в качестве теплоносителя для теплосъема в полостном приемнике солнечной энергии используется теперь не вода, а расплав солей (селитра натрия — 60% и селитра калия — 40%). Парогенератор находится теперь не на башне, а станция оборудована аккумуляторами тепла. Сооружение станции начнется в конце

2013 г. в Топоахе, шт. Невада. Разработчики и изготовители заверяют, что эта башенная СЭС, несмотря на высокую стоимость выполнения системы аккумуляции тепла, будет иметь самую низкую для таких СЭС стоимость — 1 кВт·ч и сможет конкурировать с фотоэлектрическими установками [5].

Аналогичная установка, только мощностью 10 МВт, уже работала в конце 90-х годов в Калифорнии. Использовалась та же технология с концентраторами и расплавом солей К и Na. Именно эта технология постепенно стала преобладающей для КСЭС (СЭС с концентраторами). За это время стоимость 1 кВт·ч удалось существенно понизить, и она продолжает снижаться. Одной из главных причин является использование в башенных и других КСЭС аккумуляции тепла, что отличает их от других видов использования солнечной энергии, например, от фотоэлектрических СЭС. Преимуществом башенных СЭС является также система сбора солнечной тепловой энергии в центральном приемнике. Комбинация двух этих моментов дает общепризнанный экономический эффект башенной СЭС с расплавом солей, который все шире используется в мире в качестве теплоносителя. Сами аккумуляторы являются неотъемлемой частью системы, в которой устраняются недостатки от использования, например, терминола, который использовался в известных установках ЛУЗ и для которого верхняя температура в цикле была ниже, чем в новых установках. Можно согласиться с общепринятым мнением, что только создание низкотемпературной системы аккумуляции сможет сделать КСЭС конкурентоспособными при производстве электроэнергии.

Предполагается, что в проектируемой башенной СЭС с аккумуляторами на расплаве солей в Абенгоне (шт. Аризона) аккумуляторы тепла будут подсоединены непосредственно к энергоустановке (как на рис.1). Величину потерь тепла при транспортировке расплава солей к системе аккумуляции можно будет определить только при реальной работе таких СЭС. Еще раз подчеркнем, что аккумуляторы позволяют таким СЭС работать даже в периоды облачности, и когда солнечные лучи вообще не попадают на гелиостаты. Операторы таких СЭС запасают избыточное тепло в баках-аккумуляторах и расходуют его для производства электроэнергии в это, а также в ночное время

мя. Отметим также, что в башенных СЭС благодаря высокой рабочей температуре на выходе приемника (до 560°C), каждый килограмм расплава солей содержит в 3 раза больше тепла, чем в установках с ПЦК. Отсутствие в башенных СЭС соединительных труб, мобильной системы трубопроводов, шарнирных соединений труб и термического масла, свойственных системам с ПЦК, исключают возможности возникновения пожаров и загрязнения почвы в результате утечек, а поскольку жидкости концентрируются на меньших площадях, это приводит к меньшим потерям тепла и расходам на обслуживание. К тому же одна и та же жидкость используется в приемнике солнечной энергии и в аккумуляторе, что исключает необходимость иметь теплообменник. Поскольку расплав солей достигает высоких температур, это позволяет оператору оптимизировать термодинамический к. п. д. парового цикла. Низкое давление пара солей (смесь селитр натрия и калия) позволяет иметь тонкостенные трубы, а сами нитратные соли относительно недороги, не воспламеняются и не токсичны.

Напомним, что мы предложили использовать для тех же целей теплоноситель с красителем [6].

Весной 2011 г. состоялся ввод в действие такой башенной СЭС фирмы «GemSolar» в

Испании [7]. Она содержит 2 650 гелиостатов, концентрируя лучи с площади 300 000 м<sup>2</sup>. Расплав солей, нагнетаемый к «горячему пятну» приемника, опускается затем в баки, где хранится при 565°C. Если уровень расплава в баке приближается к установленному минимуму, операторы начинают прокачивать расплав к парогенератору с требуемым расходом, чтобы обеспечить паром паровую турбину, связанную с электрогенератором (рис. 2). В случае, когда солнечная энергия собрана в аккумуляторе тепла при полном его заполнении, установка по существу перестает быть солнечной, а работает с надежностью и управляемостью обычной ТЭС.

На станции Gemasolar высокотемпературный приемник, работающий на расплаве солей, располагается на башне высотой 140 м, общая отражающая поверхность гелиостатов — 304 750 м<sup>2</sup>, а их число — 2 650. Общая площадь размещения гелиостатов — 195 га; тепловая мощность солнечного приемника 120 МВт<sub>тепл</sub>, что обеспечивает 15 часов непрерывной работы турбины. Мощность турбоустановки — 19,9 МВт<sub>эл</sub>; годовая выработка электроэнергии — 110 ГВт·ч; коэффициент использования мощности — 75%; экономия от снижения выбросов CO<sub>2</sub> составляет 30 000 т/год.

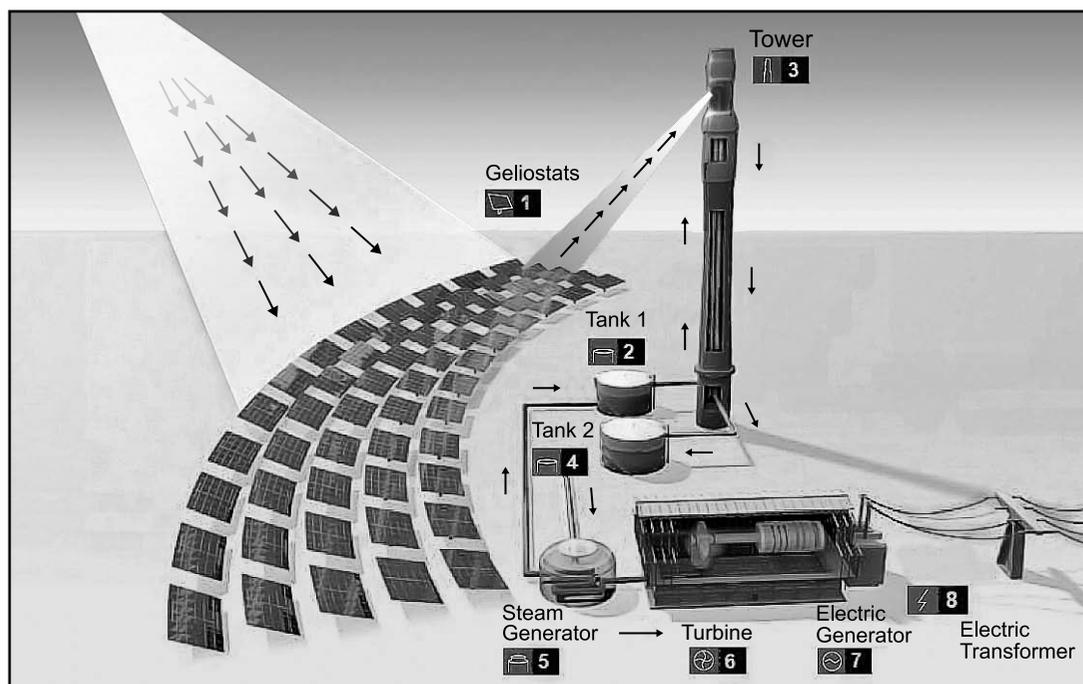


Рис. 2. Первая коммерческая испанская башенная электростанция Gemasolar с использованием новой технологии (расплав солей и аккумуляция тепла): 1 — гелиостаты; 2 — бак 1; 3 — башня с приемником; 4 — бак 2; 5 — парогенератор; 6 — турбина; 7 — генератор электрической энергии; 8 — трансформатор

К недостатку расплава солей относится высокая температура его замерзания. Рекомендуемый нами теплоноситель с красителем [6] имеет более низкую температуру замерзания при его низкой стоимости, низкой коррозионной и хорошей тепловой устойчивости. Важно, что когда центральный приемник башенной СЭС не используется, оставшийся в системе расплав солей дренируется в баки-аккумуляторы, что позволяет оператору избегать трудностей при его использовании в качестве рабочей жидкости.

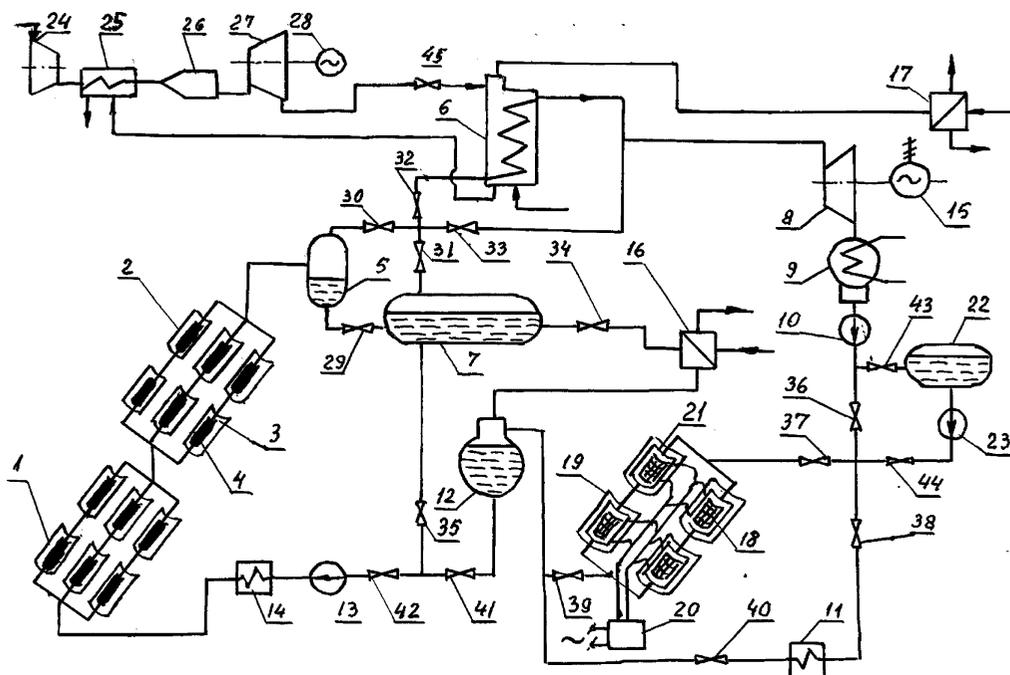
Переходим теперь к КСЭС с параболическими концентраторами. Рассмотрим два подхода – один из них, это установка ЭНИН по патенту [8], и второй, реализуемый на опытной установке в Карбонерах (Испания). На этой установке используются аккумуляторы тепла с фазовыми переходами.

Первый из подходов отличается тем, что солнечная установка (рис. 3), предложенная нами в ЭНИН, в дополнение к полям с ПЦК 1 и 2 имеет еще поле ПЦК, на приемниках которых установлены охлаждаемые водой фотомодули (18), а приемники выполняют в схеме роль экономайзера. Установка имеет еще

аккумулятор-сепаратор пара и горячей воды (7). Как и другие описанные выше аккумуляторы, он предназначен для сглаживания в потребности пара и горячей воды при колебаниях солнечной радиации. Нами было также предложено использовать в этой установке газотурбинную установку (27), отходящие газы после которой подавались бы в котел (6). Недавно введенная в строй установка в Марокко [9] также имеет солнечную и газотурбинную части. Но наша установка предложена в 1995 г., а установка в Марокко запущена в 2010 г.

Гибридная установка в Марокко имеет мощность 470 МВт, причем общая мощность, обеспечиваемая ПЦК, составляет 20 МВт, а отражающая поверхность ПЦК — 180 000 м<sup>2</sup>. Остальные 450 МВт вырабатываются двумя газовыми турбинами, каждая по 150 МВт, и паровой турбиной (150 МВт).

Солнечные части в двух установках, показанных на рис. 3, и в марокканской установке, являются различными. Отметим, что в ЭНИН был проведен большой объем работ по разработке солнечной части схемы и по отдельным ее узлам. Теоретически были опре-



**Рис. 3.** Схема модульной комбинированной солнечной электростанции с парообразованием в приемниках основного поля ПЦК: 1 и 2 — основные поля с ПЦК; 3 — ПЦК; 4 — приемники; 5 — сепаратор; 6 — котел; 7 — аккумулятор; 8 — паровая турбина; 9 — конденсатор; 10, 13, 23 — насосы; 11, 14 — успокоители; 12 — газоотделитель; 15 — генератор; 16, 17 — теплообменники; 18 — ФЭМ; 19 — вспомогательное поле ПЦК; 20 — инвертор; 21 — приемники; 22 — сборник конденсата; 24 — компрессор; 25 — нагреватель; 26 — камера сгорания; 27 — газовая турбина; 28 — генератор; 29–45 — регулировочные вентили

делены условия оптимальной формы приемника с точки зрения равномерности потока солнечного излучения от ПЦК на фотоэлектрических модулях при их размещении на поверхности приемников ПЦК. Были также изучены гидродинамика и теплообмен в приемниках, и даны рекомендации по оптимальному охлаждению фотоэлементов, устанавливаемых на приемнике, особенно в последней по потоку его части. Эти наши работы указаны в [1]. Были проведены также исследования по системе соединительных трубопроводов и конструкции вакуумированного приемника. Отметим, что принцип действия аккумулятора в схеме на рис.3 иной, чем у аккумуляторов в установках, представленных далее. Тем не менее, основная функция аккумуляторов в солнечных установках – продлить работу солнечной установки в периоды низкой или отсутствующей солнечной радиации. К рассматриваемым в данной статье солнечным установкам с парообразованием в приемниках ПЦК относится и наша водоподъемная установка [10 – 12], схема которой включает аккумуляторы, и которая рассмотрена в [1].

Переходим теперь к солнечным установкам с непосредственным парообразованием в приемниках ПЦК, содержащим аккумуляторы с фазовыми переходами. Тепловые аккумуляторы, в том числе, с фазовыми переходами, активно разрабатывались в ЭНИН в 80 – 90-е годы [2]. Недавно солнечная установка с таким тепловым аккумулятором была создана немецко-испанским консорциумом, включающим фирмы DLR и Endesa [13]. Опытная установка расположена в Карбонарах (Испания). Целью работ на установке, проведенных весной и летом 2011 г., были испытания всей системы и её отдельных элементов, т.е. выполнялась работа, аналогичная нашей. Основным вопросом, как и у нас, являлись гибкие соединения труб в системе приемников ПЦК, которые необходимы для обеспечения вращения ПЦК при слежении за солнцем, а также соединения труб приемника с системой аккумуляторов тепла. В данном случае эта система основана на скрытой теплоте фазового перехода соли (натриевой селитры) и работает при температуре 305°C. Соль поглощает энергию при переходе из своего твердого состояния в жидкое.

Преимуществом такой системы является ее способность аккумулировать большие количества энергии в малом объеме и с минимальным

изменением температуры. Энергия в системе очень эффективно передается и поглощается путем фазового перехода при постоянной температуре. На пилотной установке в Карбонарах проведены испытания новой комбинированной системы аккумуляторов в режиме ее нормальной работы и при известных условиях. Такая система очень необходима для успешного функционирования установок с непосредственным парообразованием в приемниках ПЦК. Важно, что в обоих рассмотренных в данном разделе вариантах аккумуляторов при непосредственном парообразовании в приемниках ПЦК, существует возможность поддержания более высокой температуры пара, чем в случае использования синтетического масла (ЛУЗ) или расплава солей. Кроме того, их замена водой исключает экологический риск их попадания в окружающую среду при аварии, а также упрощает схему установки. Требуется также меньше финансовых вложений и затрат на эксплуатацию и обслуживание. Кроме повышения температуры и к. п. д. в установке используется более дешевая и невозгораемая теплопередающая жидкость, и это также относится к другим аналогичным схемам, в том числе, показанной на рис. 3.

Однако для случая использования скрытой теплоты фазового перехода несколько усложняется регулирование процесса, возникает более высокое рабочее давление для соединений между трубами приемников ПЦК и с трубой, ведущей к аккумулятору, а также усложняется система аккумуляторов. К дополнительным преимуществам такой системы можно отнести: более низкую температуру замерзания воды по сравнению с температурой замерзания соли или термического масла (термасола в системах ЛУЗ), что требует дополнительных усилий по обеспечению соответствующей защиты против замерзания. Вода к тому же является наиболее термически устойчивой и дешевой по сравнению с другими теплоносителями. Она также существенно дешевле и имеет меньшую коррозионную активность, чем указанные соли. В конструкции аккумулятора следует учитывать то, что тепло передается при постоянной температуре, когда вода испаряется. Использование двух баков-аккумуляторов с расплавом соли может оказаться неэкономичным из-за очень низкой разности температур в части с испарением.

Для испарения в приемнике целесообразнее использовать комбинацию аккумулято-

ров сухого тепла для предварительного нагрева и перегрева и аккумулятора с использованием скрытой теплоты фазового перехода для испарения. Для аккумуляции сухого тепла можно применять те же подходы, что и при использовании других теплопередающих жидкостей. Это могут быть такие же технологии, что используются для расплава солей, или технологии с использованием бетона. В системе аккумуляции в Карбонарах используется 14 тонн нитрата натрия (натриевой селитры) со скрытой теплотой фазового перехода 700 кВт·ч. Тепло для получения перегретого пара обеспечивается системой аккумуляции, использующей бетон. Первые испытания такой системы летом 2011 г. показали, что она нуждается в существенном совершенствовании. И, тем не менее, это были первые натурные испытания такой системы при действительных рабочих условиях. В какой-то степени повторяются многие этапы выполнения работ на нашей солнечной установке-водоподъемнике в Фергане [11, 12], доведенной до рабочего состояния и эксплуатировавшейся несколько лет. Внимание к системе в Карбонарах уделено здесь потому, что в ней, в частности, развиваются некоторые идеи, воплощенные или заложенные в наших установках (в водоподъемнике и в показанной на рис.3), а также используются процессы испарения и фазовых переходов. Только роли этих процессов разнятся: в наших инжекторах пароводяная смесь имеет низкое паросодержание, а фазовый переход (конденсация) завершается в скачке давления при резком его

увеличении, а в рассмотренных в данной статье установках эти процессы происходят при существенно отличных условиях.

Итак, за несколько последних лет, т.е. за достаточно короткий срок, в мире достигнут значительный прогресс в создании башенных и параболоцилиндрических СЭС по усовершенствованным технологиям. Следует отметить, что перспективными оказались некоторые методы и подходы к оптимизации таких СЭС, предложенные и разработанные в ЭНИН. Новые высокотемпературные теплоносители и использование тепловых аккумуляторов позволили существенно расширить или увеличить время работы таких СЭС. Последние результаты работы с различными аккумуляторами тепла показывают, что еще есть резервы или возможности для выбора лучшего из них. Положительные моменты установок с непосредственной генерацией пара в приемниках концентраторов, связанные с более высокой верхней температурой цикла, подтверждают целесообразность продолжения работ в этом направлении. Подчеркнем, что в последнее время удалось достичь коммерческой работы КСЭС с аккумуляторами, обеспечивающими круглосуточное ее функционирование. Новые возможности предлагает теплоноситель с красителем, а также такой новый аккумулирующий материал, как графит, позволяющий получать более высокую температуру и более высокий к. п. д. Все это позволяет рассматривать КСЭС в качестве источника энергии, поставщика мощности и исполнителя вспомогательных услуг.

**Ключевые слова:** концентрирующие солнечные установки, приемник солнечной энергии, башенные и параболоцилиндрические установки, наличие или отсутствие парообразования, конструкция аккумулятора

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Кабаков В.И. Методы стабилизации производительности солнечных установок во времени //Малая энергетика. – М.: ОАО «НИИЭС», 2013, – №1 – 2.
2. Воронков М.Е., Саргосян Р.М., Чаховский В.М. Техничко-экономические основы аккумуляции тепла на солнечных электростанциях //Альтернативные источники энергии: Материалы советско-итальянского симпозиума 1982 г. Ч.1. Комплексное использование альтернативных источников энергии. – М.: ЭНИН, 1983.
3. Дубовенко А.В., Амциславский Л.З., Виндберг О.А., Баум И.В. Крымская солнечная электростанция СЭС-5, опыт по конструированию и работе //Труды 6-ого Международного Симпозиума по солнечным концентрирующим системам. СИЕМАТ, 1992.
4. Baum I.V. Experimental 5 MW solar thermal power plant in Crimea //Sun at Work in Europe (translated by V.I.Kabakov), Vol.12, No.2, 1997, pp.11-12.
5. Standich R. US thermal storage: bosting CSP price performance //CSP's Strategic Planning Meeting: CSP Today, USA, 2012, 4 p.

6. **Солнечный** тепловой коллектор. Патент РФ №2023216. Опубликовано в бюллетене изобретений (БИ), №21, 1994 г. Авторы: В.И. Кабаков, Л.Г. Томилова, В.М. Подгаецкий, А.Г. Каплан, Н.Г. Бялко, Е.А. Лукьянец.
7. **Burgaletta J.I., Arlas S.** The first tower thermosolar commercial plant Gemasolar with molten salt storage // 5<sup>th</sup> Conf. on Solar Concentrating Systems “A real CSP experience”, 2001, 29 p.
8. **Солнечная** модульная энергетическая установка. Патент РФ №2032082. БИ, №9, 1995, Авторы: Э.П. Волков, В.И. Кабаков, М.М. Колтун, Г.В. Циклаури, А.И. Рзаев, И.И. Кохова, Л.Л. Филатов, Л.Д. Додонов.
9. **International News.** CSP hybrid plant opened in Morocco//Renewable Energy Focus.com, 23 June, [www.renewableenergyfocus.com/view/10463/csp-hybrid-plant](http://www.renewableenergyfocus.com/view/10463/csp-hybrid-plant), 2010, p. 1.
10. **Solar** water lifting plant. Patent of Australia. Published 15.08.1985. Authors: Kabakov V.I., Aladiev I.T., Kokhova I.I., Malevsky Yu.
11. **Аладьев И.Т., Кабаков В.И., Кохова И.И., Тарнижевский Б.В.** Солнечная водоподъемная установка с аккумулярованием тепла //Аккумулярирование энергии и пути повышения эффективности работы ЭС и экономии энергии. Ч.П. Аккумулярирование энергии, тепловые процессы и теплоаккумулярирующие материалы. – М.: ЭНИН, 1986.
12. **Кабаков В.И.** Энергетические установки на солнечной энергии //Электрические станции. – №9, 2010.
13. **Williams A.** Direct steam generation for parabolic troughs: what does Endera-DRL in store? // <http://social.csptoday.com/industry-insight>, 27 May 2011.

## ИТОГИ РАЗВИТИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСТВА

*Карabanов С.М. д. т. н., «РЗМКП», г. Рязань*

### Мировой рынок фотоэлектричества

За прошедшее десятилетие средний годовой темп роста мирового рынка фотоэлектричества составил более 40%. Основной объем производства — более 60% сосредоточен в Китае и Тайване. Десятку лидеров возглавляет китайская компания SuntechPower с объемом производства более 2 ГВт.

Основной технологией производства остается технология на основе кристаллического кремния, на долю которой приходится более 85% всего объема. Суммарная доля тонкопленочных модулей составляет менее 15%. Наряду с основными тонкопленочными технологиями: на основе a-Si и a-Si/μc-Si; CdTe; CIS и CIGS появляется ряд новых технологий, такие как солнечные модули с концентраторами, солнечные модули на основе органических соединений. Разнообразное применение солнечных модулей позволяет разрабатывать широкий спектр технологий от дешевых и низкоэффективных, до дорогих и высокоэффективных. Следует заметить, что низкая стоимость модулей в производстве, в особенности это касается тонкопленочных модулей, компенсируется высокими расходами на установку системы и стоимостью занимаемой площади. В табл. 1

Таблица 1

*Эффективность коммерческих солнечных модулей*

Кристаллические кремниевые солнечные модули		Тонкопленочные солнечные модули		
sc-Si моно	mc-Si мульти	a-Si; a-Si/μc-Si	CdTe	CIS/CIGS
18 – 20%	16 – 18%	6 – 10%	9 – 11%	10 – 12%

приведены показатели эффективности солнечных модулей, произведенных по различным технологиям.

По прогнозам аналитиков [1], лидирующей технологией в производстве фотоэлектричества до 2020 года останется технология на основе кристаллического кремния.

В 2011 г. суммарный объем установленного фотоэлектричества составил 67 ГВт. По прогнозам European Photovoltaic Industry Association, общая суммарная установленная мощность может увеличиться к 2015 г. до 131 – 196 ГВт, в зависимости от сценария развития (131ГВт — базовый вариант, 196 ГВт — вариант с усиленной политической поддержкой). На рис. 1 приведена диаграмма роста установленной мощности, на которой базовый вариант выделен светлосерым цветом.

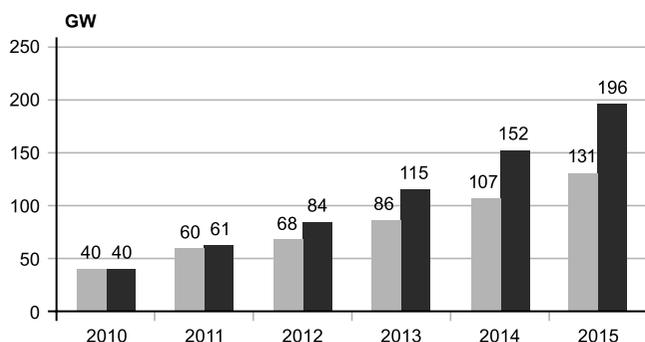


Рис. 1. Объем роста установленной мощности по различным сценариям [1]

### Основные итоги работы ОАО «РЗМКП»

Несмотря на стремительное развитие наземного фотоэлектричества за рубежом, внутренний рынок России развивается слабо из-за отсутствия финансовой и политической государственной поддержки. На сегодняшний день в России осталось 4 предприятия, производящие солнечные элементы и модули и, в том числе, ОАО «Рязанский завод металлокерамических приборов».

Разработка и производство солнечных модулей началось в ОАО «РЗМКП» в 1998 году. Первые солнечные модули, разработанные специалистами ОАО «РЗМКП», имели мощность 30 Вт и были изготовлены из круглых монокристаллических солнечных элементов диаметром 70 мм. В технологии производства модулей был использован способ герметизации солнечных элементов методом отверждения жидкой фотополимерной композиции на основе метилакрилатов. Способ имеет патент РФ на изобретение №2176424 и действует с 15 июня 2000 г.

За период 2000 – 2007 гг. были разработаны и освоены в производстве солнечные модули типов RSM, PSM с использованием круглых и псевдоквадратных элементов с размерами 100 x 100мм, 125 x 125 мм, а также солнечные модули из фрагментов солнечных элементов. Модули имели стандартную конструкцию и были предназначены для комплектования автономных и сетевых фотоэлектрических систем. Для сегмента потребительских товаров в 2004 году был разработан и освоен в производстве ряд миниатюрных солнечных модулей, в конструкции которых использованы только пластиковые материалы. Помимо этого, был разработан ряд изделий, включающий изделия со встроенными модулями, фотоэлектрические системы (ФЭС) и отдельные компоненты ФЭС,

такие, как контроллеры КЗР12-3, К-300, К-500 и инверторы.

В 2008 году в ОАО «РЗМКП» реализован инновационный бизнес-проект «Организация производства фотоэлектрических модулей с объемом выпуска 12 МВт». В результате реализации проекта было приобретено современное оборудование по сборке солнечных модулей американской фирмы Spire Corporation. Оборудование предназначено для сборки солнечных модулей из мультикристаллических или монокристаллических солнечных элементов с размерами 156 x 156 мм и толщиной до 180 мкм. Была разработана конструкция и технология двух типов солнечных модулей RZMP-220-T и RZMP-130-T и освоено их серийное производство. Высокое качество продукции обеспечено наличием сертификатов на соответствие международным стандартам IEC 61215-2005, IEC 61730-2-2004, EN ISO 9001-2008, EN ISO 9001 : 2008 и сертификата на соответствие ГОСТ 12.2.007-75.

Продукция фотоэлектричества ОАО «РЗМКП» всегда была ориентирована на внешний и внутренний рынки. Зарубежными потребителями изделий в период 2002 – 2006 гг. были компании «Central Purchasing Inc.» США, «Ru-Solar» США и «Reifen Schulte» Германия. В номенклатуру поставляемых «Central Purchasing Inc.» товаров входили солнечные модули мощностью от 10 до 100 Вт, миниатюрные модули мощностью 1 – 10 Вт и контроллеры, которые были предназначены для розничной продажи в магазинах на территории США. Компании «Ru-Solar» и «Reifen Schulte» приобретали солнечные модули мощностью 100 – 150 Вт для крышных фотоэлектрических систем. На рис. 2 приведена солнечная система мощностью 25 кВт, установленная на крыше производственного здания фирмы «ReifenSchulte» в г. Меппен, Германия.

На внутреннем рынке с 2003 по 2010 годы совместно с ФГУ РИЦ Курчатовский институт предприятие участвовало в реализации программы по установке альтернативных источников питания для светящихся навигационных знаков (маяков). Солнечные модули производства «ОАО «РЗМКП» (рис. 3) установлены на объектах Дальневосточного региона и Финского залива. Общий объем установленных модулей составляет 53 кВт.

В настоящее время программа по установке альтернативных источников питания про-



Рис. 2. Модули PSM3-100 в ФЭС мощностью 25кВт. г. Мешпен, Германия



Рис. 3. Автономные ФЭС на Дальнем Востоке и Финском заливе

должается с участием ЗАО «Навител» и ЗАО «Новэлтех» на объектах Балтийского и Черного морей.

В период 2004 – 2011 гг. НПО «Вымпел» совместно с ОАО «РЗМКП» реализовало проект по установке альтернативных источников для энергопитания систем телемеханики на нефтяных и газовых скважинах в Заполярье и в Костромской области. Общий объем установленных солнечных модулей составил 10 кВт.

В последние годы наметилась тенденция к росту числа частных клиентов, использующих фотоэлектричество для энергообеспечения домов, коттеджей или дачных домиков. На рис. 4 приведен внешний вид одного из коттеджей в Тульской области, с установленной на крыше фотоэлектрической автономной системой.



Рис. 4. ФЭС мощностью 2кВт, с. Поленово, Тульская область

В 2010 году в Белгородской области (рис. 5) установлена первая в России сетевая фотоэлектрическая станция мощностью 100 кВт, из которых 49 кВт — солнечные модули на основе мультикристаллического кремния производства ОАО «РЗМКП», остальные — тонкопленочные солнечные модули. Проект был реализован благодаря личной заинтересованности губернатора Белгородской области Евгения Савченко. В рамках региональной программы энергосбережения был создан бюджетный фонд размером 60 млн. руб., из которого по примеру стран Евросоюза компенсируется пока еще высокая стоимость поступающего в общую сеть электричества, произведенного альтернативными источниками.

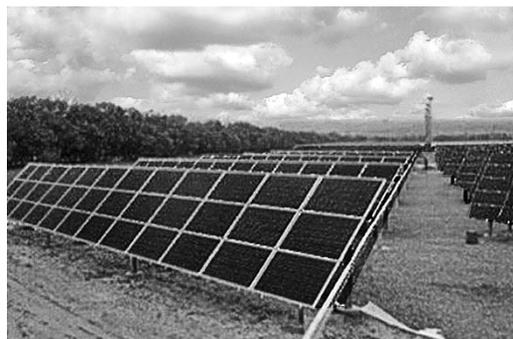


Рис. 5. Сетевая ФЭС мощностью 49кВт в Белгородской области

В числе реализованных проектов, на которых установлены и успешно работают солнечные модули производства ОАО «РЗМКП», можно назвать:

- сетевая ФЭС 10 кВт в г. Могилеве республики Беларусь;
- сетевая станция мощностью 10 кВт во Владимирской области;
- резервная ФЭС мощностью 13 кВт в г. Дмитрове Московской области;

резервная ФЭС мощностью 7 кВт в п. Алга, Новосибирской области и др.

Однако общий объем установленной мощности фотоэлектричества в России остается ничтожно малым в сравнении с мировым объемом и будет оставаться таким без финансовой правительственной поддержки, которая необходима в следующих направлениях:

принятие нормативных актов, устанавливающих льготный тариф на продажу электроэнергии, полученной от ФЭС;

**Ключевые слова:** фотоэлектричество, эффективность солнечных модулей, фотоэлектрические автономные системы

снижение ставок по кредитам, направленным на развитие производства изделий фотоэлектричества и на установку ФЭС;

освобождение от НДС всех участников рынка фотоэлектричества;

снижение ставок ввозных таможенных пошлин на материалы, используемые в производстве ФЭС, которые в РФ не производятся;

финансирование НИОКР в области фотоэлектричества.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. J. Ciesielska, G. Concas и др. «Globalmarketoutlookforphotovoltaicuntil 2015» European PhotovoltaicIndustryAssociation 2011.
2. «PV Roadmap»International Energy Agency 2010.

### ОСНОВНЫЕ ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

*Томаров Г.В., д.т.н., ЗАО «Геотерм-ЭМ»*

Сегодня Россия входит в пятерку стран-лидеров, разрабатывающих, изготавливающих и эксплуатирующих геотермальные электрические станции. За последние 15 лет создано отечественное геотермальное машиностроение.

На территории России разведано 47 геотермальных месторождений с запасами термальных вод, в доперестроечный период пробурено более 3000 скважин с целью использования геотермальных ресурсов. Так, на Камчатке пробурено на геотермальных полях 365 скважин глубиной от 300 до 2300 м.

К настоящему времени в России разработаны и созданы геотермальные энергоблоки мощностью от 500 до 25000 кВт, использующие низко- и высокотемпературные геотермальные ресурсы для производства электроэнергии.

I. Бинарные геотермальные электростанции (рабочая среда — термальная вода с температурой 90 – 120°С):

в 1967 году построена первая в мире опытная Паратунская БГеоЭС мощностью 600 кВт (Камчатка);

завершается сооружение Паужетской БГеоЭС мощностью 2,5 МВт (Камчатка).

II. Геотермальные электростанции комбинированного цикла (геотермальный пар и сепарат с температурой 100 – 160°С):

разработан техпроект IV блока Верхне-Мутновской ГеоЭС комбинированного цикла мощностью 6,5 МВт (Камчатка);

разработана техническая концепция проекта по увеличению установленной мощности Мутновской ГеоЭС 50 (2 x 25) МВт на 13,0 МВт за счет использования сбросного сепарата (Камчатка).

III. Геотермальные электрические станции на геотермальном влажном паре (пароводяная смесь с температурой 120 – 160°С):

с 1966 года работает Паужетская ГеоЭС мощностью 11,0 (5 + 6) МВт (Камчатка);

в 1992 году пущена в эксплуатацию ГеоЭС «Омега» мощностью 500 кВт (о. Кунашир, Курилы);

в 1994 году разработан техпроект и изготовлено российское оборудование двух турбогенераторов мощностью 2,5 МВт и двух турбогенераторов мощностью 23 МВт для ГеоЭС «Сан-Хасинто» (Никарагуа);

с 1999 года эксплуатируется Верхне-Мутновская ГеоЭС мощностью 12 (3 x 4) МВт (Камчатка);

в 2001 году пущена Менделеевская ГеоЭС мощностью 3,4 (2 x 1,7) МВт (о. Кунашир, Курилы);

с 2002 года эксплуатируется Мутновская ГеоЭС мощностью 50 (2 x 25) МВт (Камчатка);

в 2006 году пущена Океанская ГеоЭС мощностью 3,4 (2 x 1,7) МВт (о. Итуруп, Курилы).

Первый отечественный опыт генерации электроэнергии на основе геотермальных источников был реализован в 1967 году на опытной Паратунской ГеоЭС мощностью 600 кВт. Здесь впервые в мире была опробована технология производства электроэнергии в бинарном цикле, запатентованная академиком Кутателадзе С.С.

Первая промышленная геотермальная электростанция была построена в России в 1966 г. на Паужетском геотермальном поле на Камчатке. Установленная мощность первой очереди Паужетской ГеоЭС составила 5 МВт. После строительства второй очереди электростанции в 1982 г., общая мощность была увеличена до 11 МВт.

С 1989 г. в рамках государственной научно-технической программы России «Экологически чистая энергетика», под научным руководством профессора Поварова О.А., были начаты работы по разработке и созданию оборудования отечественных геотермальных электрических и тепловых станций.

С целью развития геотермии в Камчатской области в 1994 году было создано на Камчатке ОАО «Геотерм», а также в Москве ЗАО «Геотерм-М», НУЦ МЭИ и ранее АО «Наука».

Проектирование, изготовление оборудования и строительство первой блочно-модульной электростанции – Верхне-Мутновской ГеоЭС (В-МГеоЭС) мощностью 12 МВт было организовано АО «Геотерм», АО «Наука» и АО «Геотерм-М» при активной поддержке Миннауки России, РАО «ЕЭС России», АО «Камчатскэнерго» и Администрации Камчатской области. В-МГеоЭС была пущена в эксплуатацию в 1999 г. и является опытно-промышленной геотермальной электростанцией (рис. 1). Оборудование для В-МГеоЭС было изготовлено АО «Калужский турбинный завод» (АО «КТЗ»), АО «Подольский машиностроительный завод» и другими отечественными заводами.

В-МГеоЭС является в своем роде единственной станцией в мире, которая была разработана и сооружена с учетом суровых климати-



Рис. 1. Мутновская ГеоЭС

ческих условий и короткого летнего строительного сезона на Камчатке:

использована блочно-модульная система подготовки пара, предполагающая поставку оборудования в полной заводской готовности;

основные блоки-модули (турбогенераторов, электротехнического оборудования, основной панели управления и т.д.) были поставлены при 100%-ной сборке и после заводских испытаний;

технологическая схема ГеоЭС позволила реализовать экологически чистое использование геотермального теплоносителя (исключая его прямой контакт с окружающей средой) за счет применения воздушных конденсаторов и системы закачки отработавшего геотермального теплоносителя.

Установка подготовки пара (УПП) для В-МГеоЭС была разработана АО «Наука» (Технический директор — Никольский А.И.) и НУЦ Гео МЭИ — директор Семенов В.Н.) при участии ЭНИН, ВНИИАМ и СНИИЭП, а изготовлена на АО «Подольский машиностроительный завод» в виде модуля, полностью собранного на заводе. УПП была отправлена на Камчатку самолетами АН-124. Натурные испытания УПП на Камчатке в 1998 – 1999 гг. прошли успешно.

Турбоустановки для В-МГеоЭС были разработаны, изготовлены и поставлены АО «КТЗ». Турбоагрегаты установлены отдельно в блочных модулях и имеют гибкую опору, блок гидрорегуляции и масляный насос, расположенные на переднем стуле.

Конструкция турбин В-МГеоЭС имеет несколько специфических отличий: развитую внутриканальную систему сепарации, регу-

лирование расхода пара реализуется посредством вращательной захлопки типа «баттерфляй», а выхлоп пара из турбин происходит вертикально вверх.

Успешное завершение строительства В-МГеоЭС, ее высокая эффективность и экологическая чистота позволили привлечь к новому российскому геотермальному проекту внимание зарубежных финансовых организаций, и в 1997 году Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) выделил грант, на который японскими, новозеландскими и российскими специалистами было подготовлено технико-экономическое обоснование по созданию Мутновской геотермальной электростанции.

Реализация международного геотермального проекта по созданию Мутновской ГеоЭС установленной мощностью 50 (2 x 25) МВт осуществлялась Камчатской компанией ОАО «Геотерм» (Генеральный директор — Лузин В.Е.) и московской группой управления проекта — ЗАО «Геотерм-М» (Генеральный директор — Томаров Г.В.). Финансирование этого проекта обеспечивалось за счет средств займа ЕБРР и российских инвесторов: Администрации Камчатской области, РАО «ЕЭС России» и АО «Камчатскэнерго».

АО «Камчатскэнерго» (Генеральный директор — Дельнов Ю.Ф.) к 2000 году завершило строительство линии электропередачи (ЛЭП) 220 кВ протяженностью более 70 км от Мутновской ГеоЭС до электроподстанции «Авача» в г. Елизово и построило дорогу до Мутновского геотермального месторождения. Поставка турбогенераторов и технологических модулей (по 50 т каждый) на рабочую площадку осуществлялась автотранспортом уже по этой дороге.

Созданные в России геотермальные энергоблоки мощностью 25 МВт для Мутновской ГеоЭС с турбоустановками ОАО «КТЗ» (рис. 2) обладают лучшими в своем классе технико-экономическими показателями, в том числе, самым низким значением удельного расхода пара — 6,6 кг/кВт·ч.

Первая Мутновская ГеоЭС, запущенная в 2002 году, стала флагманом отечественной геотермальной энергетики. МГеоЭС является полностью автоматизированной электростанцией. АСУ станции поставила немецкая фирма Siemens.

Все это стало возможным благодаря многолетнему труду российских ученых и специ-

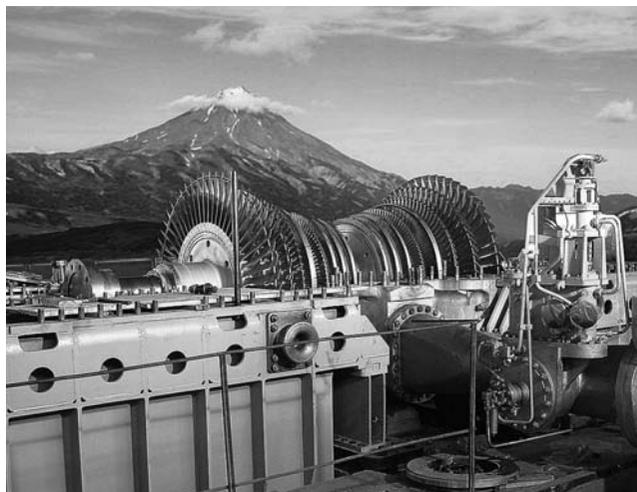


Рис. 2. Турбина для Мутновской ГеоЭС мощностью 25 МВт

алистов, которые выполнили комплекс фундаментальных исследований в области геотермальной энергетики по следующим направлениям:

- исследование высокотемпературных гидротермальных систем (резервуаров) Камчатки с оценкой геотермальных ресурсов и энергетического потенциала Мутновского месторождения;

- создание комплекса лабораторных и натуральных экспериментальных стендов, установок и приборов;

- фундаментальные физико-химические исследования геотермальных теплоносителей, проблем образования и течения многофазных и многокомпонентных сред, эрозионно-коррозионного воздействия сред (геотермального теплоносителя) на металлы энергетического оборудования;

- разработка и создание промышленных образцов энергетического оборудования (турбоустановок, сепараторов, арматуры и т.д.) для современных геотермальных станций России и Латиноамериканских стран, превышающих технико-экономические показатели лучших мировых аналогов.

В 2003 году за работы «Фундаментальные исследования в области геотермальной энергетики и создание на их основе ГеоЭС» была присуждена Госпремия РФ в области науки и техники: Поварову О.А., Бритвину О.В., Мильману О.О., Никольскому А.И., Саакяну В.А., Семенову В.Н., Сугротову В.М., Томарову Г.В.

В 2007 году при финансовой поддержке ОАО «РусГидро» были начаты работы по возрождению отечественных геотермальных би-

нарных энерготехнологий созданием пилотного энергоблока мощностью 2,5 МВт на сбросном геотермальном теплоносителе Паужетской ГеоЭС (рис. 3).

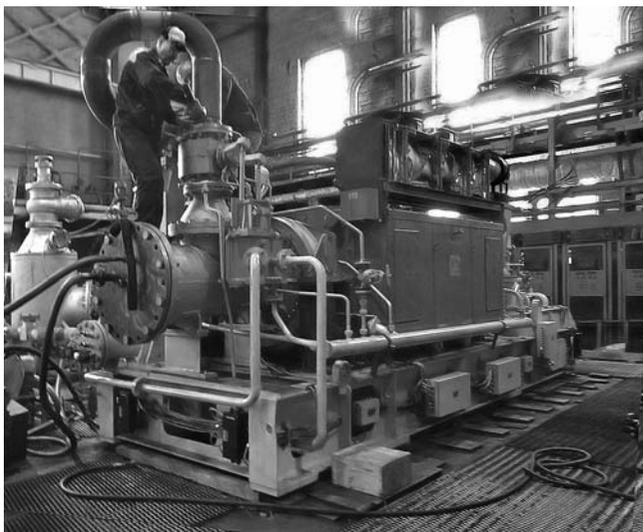


Рис. 3. Внешний вид турбогенератора бинарного энергоблока ОАО «КТЗ» мощностью 2,5 МВт для Паужетской ГеоЭС

Заказчиком по проекту выступает ОАО «Инженерный центр возобновляемой энергетики РусГидро», генеральным проектировщиком — ОАО «НИИЭС», технический проект разработан специалистами ЗАО «ГЕОИНКОМ». В декабре 2012 г. проведены первые пусконаладочные работы геотермального бинарного энергоблока на Паужетской ГеоЭС.

В качестве перспективных приоритетных и наиболее подготовленных к реализации можно считать следующие геотермальные проекты в России:

**Ключевые слова:** геотермальные электростанции, геотермальные энергоблоки, бинарные геотермальные электростанции, Камчатская область, Мутновская ГеоЭС, проекты геотермальной энергетики

#### **I. Камчатская область:**

строительство 2-ой очереди Мутновской ГеоЭС мощностью (2 x 25) 50 МВт;

сооружение геотермального теплоснабжения в г. Елизово (Елизовского района) мощностью 70 Гкал/ч;

#### **II. Курильские острова:**

расширение Океанской ГеоЭС (3,6 МВт) до 12,6 МВт (о. Итуруп);

сооружение системы геотермального теплоснабжения г. Курильска (> 10 Гкал/ч) (о. Итуруп);

сооружение Северо-Курильской ГеоТЭС мощностью 4,5 МВт и 8,0 Гкал/ч (о. Парамушир);

реконструкция Менделеевской ГеоЭС (2 x 1,8) 3,6 МВт с увеличением установленной мощности до 10,0 МВт (о. Кунашир).

#### **III. Краснодарский край:**

вторая очередь (первая пущена в эксплуатацию в 2011 г.) демонстрационного проекта комплексного использования геотермальных ресурсов и других ВИЭ для энергоснабжения ЖКХ и производственных предприятий в п. Розовый (пуск в 2013 году) [6];

сооружение системы геотермального электро- (на основе бинарной электростанции мощностью 2,5 МВт) и теплоснабжения 40 Гкал/ч г. Лабинска;

создание системы комплексного использования геотермальных ресурсов для теплоснабжения п. Мостовской мощностью 20 Гкал/ч.

#### **IV. Ставропольский край:**

создание локальной системы геотермального энергоснабжения на основе георесурсов Казьминского месторождения со строительством ГеоТЭС (4,0 МВт и 60 Гкал/ч).

ДОСТИЖЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ПРОИЗВОДСТВА В РЕСПУБЛИКЕ ДАГЕСТАН

Бадавов Г.Б., ОАО «Геотермнефтегаз»

Дагестан является уникальной геотермальной провинцией России, где широко распространены локальные термоаномальные зоны с высокими пластовыми давлениями и температурами. По термической напряженности недр территория Дагестана превосходит все известные осадочные бассейны СНГ, за исключением районов современного вулканизма (Камчатка, Курильские острова).

Температуры на глубинах 3 – 6 км здесь зафиксированы в 140 – 210 °С, что на 80 – 100 °С выше, чем в Азербайджане, Астраханской и Ростовской областях, на 40 – 60 °С выше, чем в соседней Туркмении, Казахстане и Ставропольском крае, на 90 – 120 °С выше, чем в Татarii и на Южном Урале.

Здесь выявлены максимальные дебиты скважин (7700 м<sup>3</sup>/сутки) и высокие пластовые температуры (190 °С) и давления (600 атм.), и самые высокие на Северном Кавказе запасы слабоминерализованных и теплоэнергетических вод (45 – 160 °С).

Разнообразен и химический состав вод: от пресных до крепких рассолов с минерализацией до 200 г/л, содержащих такие ценные элементы, как литий (0,1 г/л), рубидий (0,007 г/л), стронций (1,3 г/л), йод (0,02 г/л), калий, магний и др.

Такие высокие температуры объясняются не наличием здесь на больших глубинах современных или неостывших вулканических зон, а наличием в разрезе осадочной толщи мощных региональных высокопроницаемых пластов, наклонно погружающихся на большие глубины. Тангенциальный кондуктивно-конвективный теплоперенос по этим высокопроводящим комплексам и обеспечивает высокие температуры на относительно небольших глубинах. При этом наиболее высокие температуры отмечаются на площадях Тарумовка, Кизляр, Тарки и Тернаир. На юге Дагестана, где водоносные комплексы распространены в верхней зоне, температуры на 40 – 50°С ниже, чем в северном Дагестане.

Практические работы по освоению геотермальной энергии в Дагестане были начаты с 1963 г.

За этот период были созданы:

Лаборатория геотермических исследований (1963 г.) при Министерстве энергетики и электрификации СССР;

Кавказское промысловое управление по использованию глубинного тепла земли (1966 г.) при Министерстве газовой промышленности СССР;

Координационный совет по ВИЭ (1967 г.) при Госплане ДАССР;

Институт проблем геотермии (1980 г.) при Дагестанском филиале Академии наук СССР;

НПО «Союзбургеотермия» и институт ВНИПИгеотерм (1982 г.) при Министерстве газовой промышленности СССР;

Генеральная схема освоения ресурсов термальных вод СССР (1985 г., 1990 г.).

В результате к 1988 г. в Дагестане было открыто 12 месторождений, пробурено целевым назначением более 100 скважин при ежегодной проходке 16 тыс. м, а добыча геотермальных вод достигла максимальной отметки — 9,4 млн. м<sup>3</sup>/год.

Сегодня по запасам геотермальных вод для теплоснабжения среди федеральных округов и субъектов Российской Федерации Дагестан занимает первое место (86,2 тыс. м<sup>3</sup>/сутки). За ним идут Камчатская область (77,6 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), Чеченская Республика (64,68 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), Краснодарский край (35,574 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), Ставропольский край (12,2 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), Республика Адыгея (8,98 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), Карачаево-Черкесская республика (6,8 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), Кабардино-Балкарская республика (5,3 тыс. м<sup>3</sup>/сутки), Чукотский автономный округ (2,2 тыс. м<sup>3</sup>/сутки) и Магаданская область (0,135 тыс. м<sup>3</sup>/сутки).

К этому же времени под научным руководством Дагестанского филиала ЭНИН им. Г.М. Кржижановского были завершены работы по проектированию Тарумовской ГеоТЭС, что в целом означало завершение работ по созданию в республике научно-технической и материально-технической базы полномасштабного геотермального производства.

Ниже, в табл. 1 представлена динамика валового производства геотермальной энергии за длительный период (1966 – 2011 гг.).

Так, в период с 1966 по 1988 гг., добыча геотермальных вод по управлению «Дагбургеотермия» выросла с 375 тыс. м<sup>3</sup> до 9417 тыс. м<sup>3</sup> при среднем ежегодном темпе роста 15,8%. При этом, суммарное производство энергии выросло с 11 до 282 тыс. Гкал, что соответствует приросту на 2500%.

Однако с 1989 г., в связи с прекращением финансирования геологоразведочных работ из федерального бюджета, эти темпы резко замедлились, и в 2002 г. в ОАО «Геотермнефтегаз» было добыто всего 4100 тыс. м<sup>3</sup>.

Сегодняшнее состояние геотермального производства в республике можно признать удовлетворительным только в сравнении с остальными регионами РФ. Основной проблемой является сильное технологическое отставание отрасли и, как следствие, низкая техническая оснащенность станций и низкий уровень использования геотермальных вод.

По сравнению с другими регионами России наше преимущество заключается в богатых промышленных ресурсах глубинного тепла земли и высоком научном потенциале. В республике функционирует, по меньшей мере, 5 научно-исследовательских институтов, в которых трудится 70 докторов и кандидатов наук. Такого сосредоточения ресурсной базы и научно-технического потенциала нет ни в одном другом регионе РФ.

В настоящее время в ОАО «Геотермнефтегаз» разрабатывается еще одна глобальная идея, которая впервые была озвучена в 2009 г. на заседании Совета по науке, наукоемким технологиям и инновационному развитию при Председателе Государственной Думы РФ по вопросам развития инновационных технологий эффективного использования геотермальных ресурсов в регионах России.

Идея связана с перспективой развития геотермальной энергетики на базе повторного использования скважин выработанных нефтяных и газовых месторождений. Предполагается использовать существующие отработанные нефтяные скважины, прежде всего, для обратной закачки в пласт охлажденного на ГеоТЭС геотермального рассола.

В связи с постоянным увеличением стоимости органических видов топлива геотермальная энергия в Дагестане остается пока самой

дешевой возобновляемой энергией. Выполненные в дальнейшем работы по уточнению ресурсов не внесли серьезных изменений в цифры запасов и свидетельствуют о возможности существенного вклада геотермальных источников в топливно-энергетический баланс республики.

В отношении геотермальных рассолов (140 – 230°C) в трещинных коллекторах известняков пермотриаса, их ресурсы сегодня оцениваются в 0,5 млн. м<sup>3</sup>/сутки, что позволяет построить на их базе геотермальные электростанции (ГеоТЭС) с низкокипящим рабочим телом общей мощностью не менее 300 МВт и годовым отпуском электроэнергии 1,7 млрд. кВт·ч, что на 25% обеспечит потребности республики на уровне 2030 года.

В Дагестане и ранее, в 1965 г., на площади Караман, вблизи Махачкалы и в 1982 г. на площади Тарумовская предпринимались попытки создания ГеоТЭС. По разработанным в ЭНИН заданиям были пробурены и испытаны глубокие, до 5 км, специальные скважины на Каясулинской площади в Ставропольском крае и Тарумовской площади в Дагестане, создана и прошла успешные испытания геотермальная циркуляционная система на Каясулинском полигоне, испытаны основные элементы оборудования энергоустановки на фреоне R-142b, разработан проект и начато строительство Каясулинской ГеоТЭС мощностью 3 МВт. В 1991 г. эти работы были прекращены, и с тех пор попытки строительства новых ГеоТЭС на Кавказе более не предпринимались.

Сегодня в связи с истощением разведанных запасов нефти и газа в Дагестане вновь сложились благоприятные условия для развития геотермальной энергетики на базе повторного использования скважин выработанных нефтяных и газовых месторождений (см. табл. 1).

Инициатива ОАО «Геотермнефтегаз» нашла полную поддержку Правительства Республики Дагестан и Министерства энергетики РФ. В настоящее время достигнута договоренность с ОАО «РусГидро» о финансировании НИОКР по проекту «Создание опытно-промышленной Дагестанской ГеоТЭС» и о включении ее в Программу инновационного развития ОАО «РусГидро» на 2012 – 2020 годы. Работы ведутся совместно с ОАО «Ростовтеплоэлектропроект» под научным руководством ОАО «ЭНИН».

Другая разработка, в которой автор также принимает участие в качестве исполните-

Ретроспектива развития геотермального производства в РД

Год	Кап. вложения, млн.руб.	Объемы бурения, тыс. м	Добыча геотермальной воды, тыс. м <sup>3</sup>	Добыча тепла, Гкал	Отпускной тариф, руб./Гкал*	То же, от котельной, руб./Гкал	Экономия топлива, тыс.т у.т.*
1966 <sup>1,2</sup>	111	11,3	375	11250	6 коп/м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	2,25
1967 <sup>3</sup>	217	11,3	1000	30000	6 коп/м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	6,0
1968	175	11,3	1200	36000	6 коп/м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	7,2
1969	250	11,3	1200	36000	6 коп/м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	7,2
1970 <sup>4</sup>	283	4,2	2000	60000	6 коп/м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	12,0
1971	260	4,2	3500	105000	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	21,0
1972	447	4,2	3800	114000	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	22,8
1973 <sup>5,6</sup>	411	4,2	4000	120000	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	24,0
1974 <sup>7,8</sup>	306	4,2	4100	123000	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	24,6
1975	373	3,5	4550	136500	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	27,3
1976	672	3,5	4450	133480	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	26,7
1977 <sup>9,10</sup>	343	3,5	6317	189510	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	37,9
1978	310	3,5	7110	213300	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	42,6
1979	315	3,5	5552	166560	6 коп/ м <sup>3</sup>	1,5 – 3 руб./Гкал	33,3
1980 <sup>11</sup>	327	6,8	6923	207690	6 коп/ м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	41,5
1981	360	6,8	6971	209130	6 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	41,8
1982 <sup>12</sup>	300	6,8	7384	221520	6 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	44,3
1983	271	6,8	7220	216600	6 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	43,3
1984 <sup>13</sup>	758	6,3	8344	250320	6 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	50,0
1985	524	11,5	8770	263100	9 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	52,6
1986	381	15,6	8520	255600	9 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	51,1
1987 <sup>14</sup>	372	14,6	9057	271710	9 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	54,3
1988	387	16,3	9417	282510	9 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	56,5
1989	571	15,2	7978	266340	9 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35 руб./Гкал	53,3
1990	460	16,2	7450	223500	9 коп/м <sup>3</sup>	7 – 35руб./Гкал	44,7
1991	314	16,6	7523	225690	23 коп/м <sup>3</sup>	7–35 руб./Гкал	45,1
1992	79	2,1	7055	211650	75 руб./Гкал	7–35 руб./Гкал	42,3
1993	130	2,1	6908	210240	619 руб./Гкал	15000 руб./Гкал	42,0
1994	–	0,1	6866	205980	8654 руб./Гкал	17500 руб./Гкал	41,2
1995	–	1,8	6770	203100	20711 руб./Гкал	45560 руб./Гкал	40,6
1996	–	–	5683	170460	32601 руб./Гкал	94600 руб./Гкал	34,1
1997	–	–	5600	124890	47776 руб./Гкал	114277 руб./Гкал	25,0
1998 <sup>15</sup>	–	–	3931	142040	54 руб./Гкал	135 руб./Гкал	28,4
1999	–	–	4332	175011	73 руб./Гкал	135 руб./Гкал	35,0
2000	–	–	3512	140480	89 руб./Гкал	152 руб./Гкал	28,1
2001	–	–	3849	143900	108 руб./Гкал	193 руб./Гкал	28,8
2002	–	–	3591	146500	122 руб./Гкал	228 руб./Гкал	29,3
2003	–	–	3834	143435	155 руб./Гкал	265 руб./Гкал	28,7
2004	–	–	4111	153798	156 руб./Гкал	308 руб./Гкал	30,7
2005	–	–	4052	151590	203 руб./Гкал	333 руб./Гкал	30,3
2006	–	–	3973	127471	223 руб./Гкал	346 руб./Гкал	25,5
2007	–	–	4200	145035	225 руб./Гкал	383 руб./Гкал	29,0
2008	–	–	4200	145000	240 руб./Гкал	440 руб./Гкал	29,0
2009	–	–	4200	145000	244 руб./Гкал	505 руб./Гкал	29,0
2010	–	–	4200	145000	257 руб./Гкал	690 руб./Гкал	29,0
2011	–	–	4200	145000	278 руб./Гкал	793 руб./Гкал	29,0

<sup>1</sup> Создание 17.02.1966 г. Кавказского промыслового управления по использованию глубинного тепла земли (Амаев А.А.) (приказ Мингазпрома СССР № 80 от 2.11.1965 г. «Об организации Кавказского промыслового управления по ИГТЗ в г. Махачкале»)

<sup>2</sup> Год создания производственного промыслового участка по использованию глубинного тепла земли в г. Махачкале (Хохлова Л.В.)

<sup>3</sup> Год создания производственного промыслового участка по использованию глубинного тепла земли в г. Избербаше (Шамхалов М.Ш.)

<sup>4</sup> Год создания производственного промышленного участка по использованию глубинного тепла земли в г. Кизляре (Шава В.)

<sup>5</sup> Год образования «Грузбургеотермии» в г. Тбилиси (Наниташвили Г.В.)

<sup>6</sup> Год создания промышленного участка по использованию глубинного тепла земли в г. Черкесске Ставропольского края (Криворучко А.Л.)

<sup>7</sup> Год образования «Севкавбургеотермии» в г. Минеральные воды (Нырко Б.Б.)

<sup>8</sup> Год образования Северо-Кавказского промышленного управления по использованию глубинного тепла земли в г. Грозном (Аветисянц А.А.)

<sup>9</sup> Год создания Тернаирского производственного участка по использованию глубинного тепла земли в г. Махачкале (Бабатов Б.М.)

<sup>10</sup> Год образования Кубанского промышленного управления по использованию глубинного тепла земли в г. Армави-ре (Пеньков А.)

<sup>11</sup> Год организации Института проблем геотермии при ДагФАН СССР (Постан. Президиума АН СССР № 571 от 19.06.1980 г.) (Магомедов К.М.)

<sup>12</sup> Год образования НПО «Союзбургеотермия» и института ВНИПИГеотерм в г. Махачкале (Алиев М.Г.)

<sup>13</sup> Год образования управления разведочного бурения и добычи термальных вод «Дагбургеотермия» (Кадыров А.Г.)

<sup>14</sup> Год ликвидации НПО «Союзбургеотермия»

<sup>15</sup> Год преобразования ПУ «Дагбургеотермия» в ОАО - Топливо-энергетическую компанию «Геотермнефтегаз» (Алиев Р.М.)

\* Рассчитана при среднем удельном расходе условного топлива на замещающей котельной 200 кг/Гкал

ля, касается проведения комплексных исследований по обоснованию возможности строительства в Чеченской Республике геотермальной электростанции, мощностью 10 МВт. По поручению Правительства Чеченской Республики эта работа также ведется в ОАО «ЭНИН» и в настоящее время находится на стадии завершения.

За последние два года в качестве руководителя рабочей группы при Правительстве РД

и ответственного исполнителя автор принимал участие в работах по разработке республиканских целевых программ: «Использование возобновляемых источников энергии в Республике Дагестан до 2020 года» и «Энергообеспечение Республики Дагестан на период до 2017 года с перспективой до 2025 года». Все эти разработки успешно прошли экспертизу и включены в Стратегию социально-экономического развития Республики Дагестан до 2025 года.

**Ключевые слова:** геотермальная энергия, республика Дагестан, динамика валового производства геотермальной энергии

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Rasul M. Aliev, Magomed I. Israpilov, Gasan B. Badavov: Geothermal Resources of Republic Daghestan, Proceedings World Geothermal Congress, 2010, Bali, Indonesia, 25 – 29 April 2010.
2. Алиев Р.М., Васильев В.А., Исрапилов М.И., Бадавов Г.Б. Перспективы крупномасштабного использования геотермальной энергии в Республике Дагестан //Изв. РАН. Энергетика, 2010. – № 5.
3. Алиев Р.М., Бадавов Г.Б., Чернявский А.А. Возможности использования возобновляемых источников энергии в сельском хозяйстве //Проблемы развития АПК региона: Дагестанская государственная сельскохозяйственная академия. – Махачкала, 2010. – № 4.
4. Дагестанская ГеоЭС мощностью 10 МВт, возможности и перспективы строительства: Презентация / Сапаров М.И., Васильев В.А., Алиев Р.М., Бадавов Г.Б., Абилов М.Ш., Багатаев Р.М. //Конференция по геотермальной энергетике «Состояние и современные тенденции развития геотермальной технологии в мировой практике». – М.: Центр Международной Торговли, 24 – 25 октября 2011 г.

ОСНОВНЫЕ ИТОГИ РАБОТЫ И ДАЛЬНЕЙШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПО СОЗДАНИЮ ОБЪЕКТОВ ВИЭ В РЕСПУБЛИКЕ БУРЯТИЯ

Касаткин Г.П., ООО «Кассол»

Прибайкалье — уникальный район по концентрации экологически чистых возобновляемых источников энергии (ВИЭ), широкое практическое использование которых становится все более привлекательным с экономической точки зрения. В настоящее время в Республике Бурятия активное развитие получила солнечная теплоэнергетика, как наиболее эффективный и наименее затратный способ использования возобновляемой энергии. Суммарное солнечное излучение на территории Республики варьируется от 1220 кВт.ч/м<sup>2</sup> в г. Улан-Удэ до 1350 кВт.ч/м<sup>2</sup> — на юге. Продолжительность солнечного излучения от 2000 часов в год на севере — до 2600 часов в год — на юге (рис. 1, 2). Один квадратный метр солнечного коллектора вырабатывает в среднем в год 800 кВт тепловой энергии. Срок окупаемости СВНУ — от 3 до 6 лет, срок эксплуатации — 25 – 30 лет. Уровень развития технологий позволяет уже сегодня преобразовывать солнечную энергию в тепловую, обеспечивая до 80% энергии, необходимой для горячего водоснабжения, и до 40% энергии на отопление зданий и сооружений.

В ООО «ЦЭФТ» за период с 1999 – 2012 гг. выполнен монтаж более 100 солнечных установок, общей площадью 5 000 м<sup>2</sup>. Эти установки вырабатывают около 4 млн. кВт тепловой энергии в год и сокращают на 6 000 т вредных

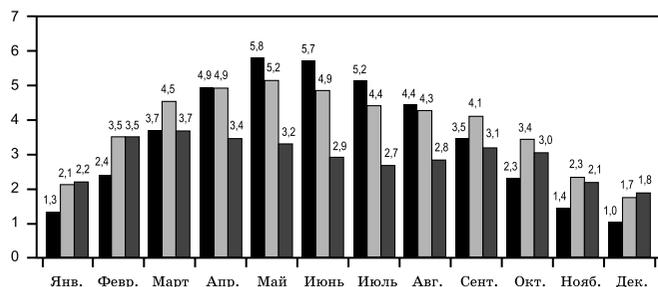


Рис. 1. Улан-Удэ, усредненное излучение за сутки по месяцам (кВт·ч/м<sup>2</sup>/день) на поверхностях, имеющих разные углы наклона:

- на горизонтальную поверхность (суммарное солнечное излучение — 1266 кВт·ч/м<sup>2</sup> в год);
- на поверхность с углом наклона 50° (суммарное солнечное излучение — 1371 кВт·ч/м<sup>2</sup> в год);
- на поверхность с углом наклона 90° (суммарное солнечное излучение — 1044 кВт·ч/м<sup>2</sup> в год)

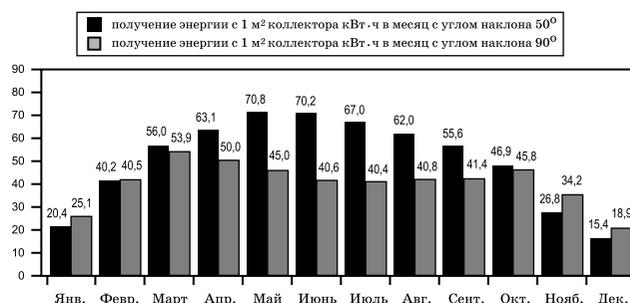


Рис 2. Улан-Удэ, выработка солнечным коллекторов тепловой энергии (кВт·ч/м<sup>2</sup>/месяц) с углами наклона 50° и 90°

выбросов в атмосферу. Деятельность в области возобновляемых источников энергии ООО «ЦЭФТ» началась с производства солнечных коллекторов со стальным абсорбером, была разработана технология шовной сварки двух стальных листов для изготовления такого абсорбера. Первоначально, в качестве рамы для солнечных коллекторов использовались деревянные бруски и оцинкованный профиль, прозрачное покрытие выполнялось обыкновенным оконным стеклом. Что бы уменьшить вес коллектора и облегчить монтажные работы, в качестве прозрачного покрытия коллектора стал использоваться сотовый поликарбонат, который вставлялся в алюминиевую раму. По сравнению с абсорбером из меди стальной абсорбер имеет значительно меньшую стоимость, но не уступает в теплопроводности за счет того, что каналы, по которым циркулирует теплоноситель, занимают практически всю плоскость абсорбера и значительно увеличивают поверхность контакта между теплоносителем и плоскостью абсорбера. Максимальное давление, которое выдерживает такой коллектор, 2,5 бар. Стальной абсорбер в большей степени подвержен коррозии, для того, что бы он проработал расчетный срок службы, необходимо использовать теплоноситель с качественными антикоррозионными присадками, вовремя согласно рекомендациям производителя заменять теплоноситель, не использовать в качестве теплоносителя воду.

В 2002 году ООО «ЦЭФТ» был разработан и выпущен солнечный коллектор с полипро-

пиленовым абсорбером, корпусом для него служит так же алюминиевый профиль и для остекления используется сотовый поликарбонат. Для производства полипропиленового абсорбера была разработана технология сварки листа сотового полипропилена и полипропиленовой трубы. В теплопроизводительности он несколько уступает солнечным коллекторам с медным и стальным абсорбером, но имеет меньшую стоимость и не подвержен коррозии. Эксплуатация таких коллекторов показала, что они имеют наибольшую эффективность в период с положительными температурами наружного воздуха, но так же могут использоваться в зимний период, хотя производительность их в это время ниже, чем у солнечных коллекторов с медным и стальным абсорбером. При проектировании и монтаже солнечных водонагревательных установок с полипропиленовым абсорбером необходимо учитывать значительные линейные расширения, которые возникают в нем при нагреве и охлаждении в процессе работы и при изменении температуры наружного воздуха. Так же такой тип абсорбера имеет ограничения по максимальному давлению. Для полипропиленового абсорбера это 3 бар. В 2005 году была разработана технология и начат выпуск коллектора с медным абсорбером листотрубной конструкции. Для этого типа абсорбера используются медные листы с нанесенным высокоселективным покрытием «SunSelect» производства немецкой компании ALANOD-SUNSELECT GmbH & Co. KG, являющейся лидером в использовании селективных покрытий для солнечных поглощающих панелей в Европе. Селективное покрытие представляет собой оксид титана, нанесенный PVD технологией с антиотражающим слоем, это покрытие имеет следующие энергетические характеристики: коэффициент поглощения солнечной энергии  $\delta = 95\%$  и коэффициент излучения тепловой энергии  $\varepsilon = 5\%$ . Крепление медной пластины с селективным покрытием на трубе для передачи тепловой энергии с поверхности пластин теплоносителю в трубе осуществляется обжимом. Обжим производится на собственном оборудовании ООО «ЦЭФТ».

Солнечные коллекторы с медным абсорбером имеют высокую производительность, отличаются надежностью, стойкостью к коррозии и длительным сроком службы. Макси-

мальное рабочее давление для того типа коллекторов – 6 бар. Солнечный коллектор с медным абсорбером является лучшим решением для интеграции в здание. Такой тип абсорбера дает возможность использовать его для изготовления солнечных коллекторов по размерам, отличным от стандартных.

Способ интеграции солнечного коллектора в конструкции стен зданий, разработанный ООО «ЦЭФТ», позволяет резко снизить стоимость солнечной установки и использовать солнечные системы для отопления зданий даже в суровых климатических условиях Забайкалья, что ранее считалось невозможным. Солнечный коллектор становится элементом утепления и отделки фасада здания, защищает здание от воздействия окружающей среды и более эффективно принимает солнечную энергию в зимний период. Конструкции здания становятся корпусом коллектора, а так как стоимость современной отделки и утепления фасадов зданий сопоставима со стоимостью солнечного коллектора, исчезает понятие дороговизны солнечных установок и срока окупаемости установки, зато появляется понятие энергоэффективности, экономичности объекта. Очень важно, чтобы солнечная установка была изначально заложена в проекте, в этом случае можно строить объекты, затраты на содержание которых будут в два – три раза дешевле.

Солнечные коллекторы изготавливаются по необходимым размерам, все соединения между коллекторами выполняются на сварке, система становится надежной и не требует обслуживания внутри коллектора. Фасадные системы СВНУ позволяют использовать солнечный коллектор наиболее эффективно в зимнее время, что актуально в применении СВНУ для отопления здания, и сводят к минимуму возможность перегрева солнечного коллектора в летнее время и, как следствие, делают СВНУ более надежной и эффективной.

В 2011 году ООО «ЦЭФТ» и ООО «Кассол» было выполнено оснащение нескольких объектов солнечными водонагревательными установками в Республике Бурятия. В данной статье описываются две наиболее интересных установки.

Первая СВНУ — для средней школы на 30 классов в г. Кяхта Кяхтинского района Республики Бурятия. Заказчик — Администрация муниципального образования «Кяхтинс-

кий район». Источник финансирования — республиканский бюджет. Общая стоимость — 4,9 млн. рублей.

Данная установка состоит из двух установок, расположенных на двух блоках №1 и №4. Эти установки отличаются как количеством коллекторов и ёмкостью накопления, так и местом монтажа солнечных коллекторов. Солнечные коллекторы представляют собой поглощающие панели (абсорберы), размещены в одном корпусе, и соединения выполнены между собой с помощью твердой пайки без каких-либо разборных соединений. СВНУ для блока №4 (рис. 3) представляет собой поле солнечных коллекторов площадью 168 м<sup>2</sup>, разбитых на 4 ряда, соединенных гидравлически параллельно между собой.



Рис. 3. СВНУ для блока №4 средней школы на 30 классов в г. Кяхта

Солнечные коллекторы расположены на кровле здания на опорных конструкциях. Для хранения и нагрева горячей воды используется два бака-аккумулятора емкостью 4000 л каждый. Теплообмен контура солнечных коллекторов и контура баков-аккумуляторов осуществляется через пластинчатый теплообменник, где тепло, полученное в СВНУ, передается в бак-аккумулятор. Загрузка баков тепловой энергией происходит последовательно, сначала нагревается один бак до расчетной температуры и только после этого нагревается второй бак. Догрев горячей воды до требуемой температуры в случае недостаточного солнечного излучения и возмещение тепловых потерь, возникающих в трубопроводах во время рециркуляции, может осуществляться с помощью теплообменника ГВС от котельной.

СВНУ для блока №1 (рис.4) состоит из солнечных коллекторов общей полезной площадью 80 м<sup>2</sup>, соединенных системой трубопроводов, двух баков-аккумуляторов емкостью 2000 л для горячей воды. Солнечные коллекторы расположены вертикально и интегрированы в фасад здания и разбиты на два поля. Догрев горячей воды до требуемой температуры в случае недостаточного солнечного излучения и возмещение тепловых потерь, возникающих в трубопроводах во время рециркуляции, может осуществляться с помощью электрического котла. По предварительным итогам солнечная установка на блоке №1 в зимний период работала эффективнее, чем установка блока №4.



Рис. 4. СВНУ для блока №1 средней школы на 30 классов в г. Кяхта

Вторая установка смонтирована на жилом частом доме (рис. 5). Стоимость установки составила 600 000 рублей. Источник финансирования — денежные средства заказчика. СВНУ состоит из солнечных коллекторов общей полезной площадью 42 м<sup>2</sup>, соединенных системой трубопроводов, бака-аккумулятора емкостью 2000 л для горячей воды. Солнечные коллекторы интегрированы в южный фасад здания.



Рис. 5. СВНУ для приготовления горячей воды и поддержки системы отопления для частного дома

Теплообменник первичного контура СВНУ расположен в нижней части бака-аккумулятора, теплообменник ГВС расположен в верхней части бака-аккумулятора. Наличие двух теплообменников исключает попадания теплоносителя из первичного контура СВНУ в систему ГВС. Вода, нагретая в баке-аккумуляторе, так же используется для системы отопления теплый пол. Принципиальная схема установки представлена на рис. 6.

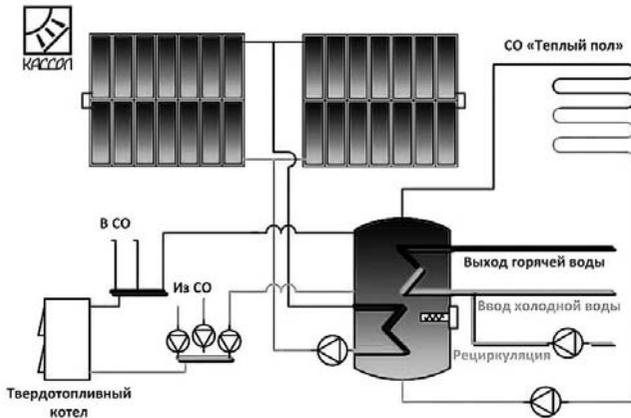


Рис. 6. Принципиальная схема, реализованная на описываемом частном доме

Для эффективной работы насосных солнечных водонагревательных установок используются средства управления на основе солнечных контроллеров. В основе управления солнечной установкой лежит начало и прекращение работы установки в зависимости от разницы температур теплоносителя в солнечных коллекторах и в баке-аккумуляторе. Кроме этого современные контроллеры позволяют реализовывать различные схемы устройства солнечной водонагревательной установки. Примеры таких схем представлены на рис. 7 – 12.

Стандартная схема, используемая для нагрева воды в солнечных водонагревательных установках, показана на рис. 7. Включение и выключение насоса осуществляется по разнице температур  $S1$  и  $S2$ , заданных в настройках контроллера. Датчик  $S4$  может использоваться для определения количества тепла, выработанного солнечными коллекторами (функция счетчик калорий).

Схема для приготовления горячей воды с помощью солнечного коллектора и догрева стандартным водонагревательным оборудованием в случае недостаточного солнечного излучения показана на рис. 8. Управление работой догревателя осуществляется контролле-

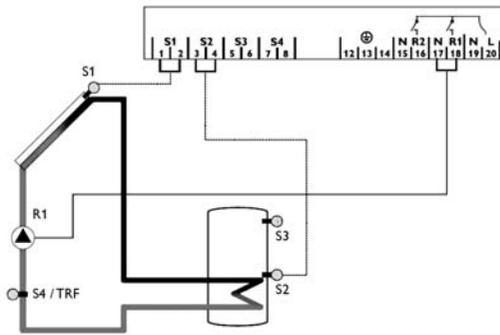


Рис. 7.

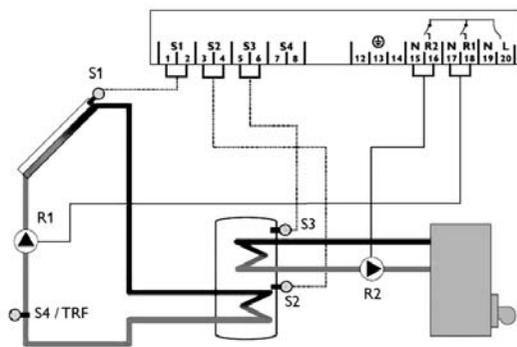


Рис. 8

ром по значению  $S3$ . Задается нижний предел температуры для включения дублера и верхний предел температуры для его выключения.

Схема для приготовления горячей воды в нескольких баках-аккумуляторах (в данном примере в двух) показана на рис. 9. Загрузка тепла в баки-аккумуляторы осуществляется по очереди приоритетов, заданных в контроллере. В данном примере вначале загружается аккумулятор 1, после достижения в нем необходимой температуры происходит загрузка тепла в следующий аккумулятор. В данной схеме могут использоваться либо по одному насосу для каждого аккумулятора, либо один насос для всей установки, и для загрузки используются двухходовые клапаны с электроприводом.

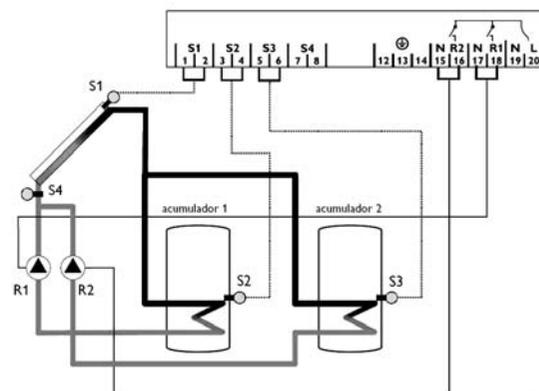


Рис. 9

На рис 10 представлена схема для приготовления горячей воды в случае расположения солнечных коллекторов с восточной и западной сторон здания. Каждый насос работает в зависимости от разницы соответствующего ему датчика в поле солнечных коллекторов и датчика в нижней части бака. В некоторые моменты времени возможна одновременная работа двух насосов.

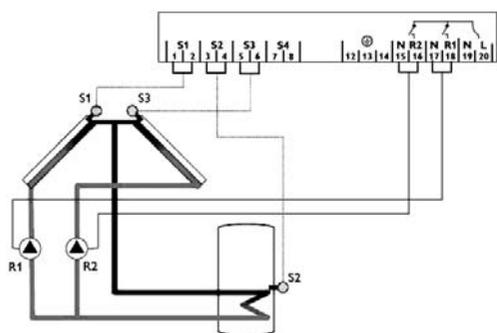


Рис. 10

Схема для нагрева горячей воды и поддержки системы отопления показана на рис. 11.

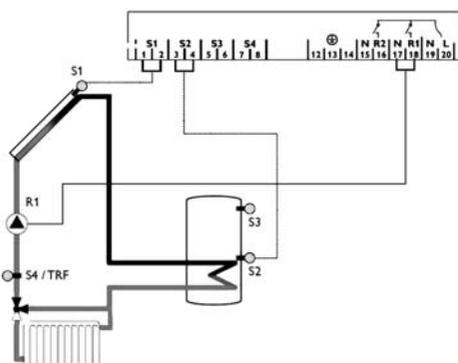


Рис. 11

При достижении в верхней части бака-аккумулятора S3 температуры больше, чем в обратном трубопроводе системы отопления S4, происходит переключение трехходового клапана таким образом, что во входной патрубке

**Ключевые слова:** Республика Бурятия, Улан-Уде, возобновляемая энергия, солнечная теплоэнергетика, солнечные коллекторы

котла поступает вода, нагретая в баке-аккумуляторе. При использовании данной схемы нужно исключить смешение воды, идущей на нужды ГВС, и воды, используемой в системе отопления.

Схема для нагрева горячей воды и поддержки системы отопления показана на рис. 12.

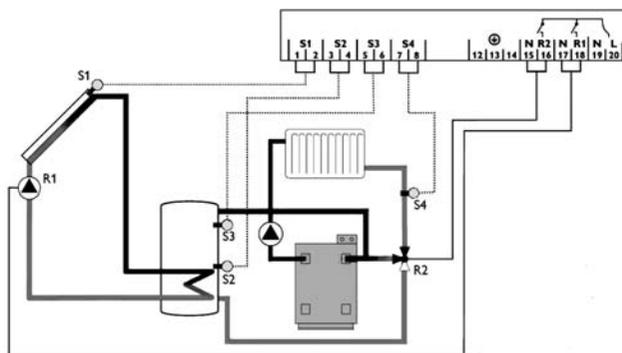


Рис. 12.

Отличие данной схемы от предыдущей в том, что теплоносителем для системы отопления является теплоноситель солнечной водонагревательной установки. В отличие от предыдущей схемы используются отдельные отопительные приборы, не входящие в состав системы отопления здания, оптимально подходят для этих целей стеновые отопительные панели. Появляется возможность использовать баки-аккумуляторы меньшего размера.

В разработке находятся:

- воздушный солнечный коллектор;
- солнечный концентратор — установка для приготовления высокотемпературного теплоносителя и пара;
- солнечная душевая установка — рассчитана на использование в летнее время на дачах, пляжах и т.п.;
- солнечная кухня — установка для приготовления пищи в походных условиях.

## ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ЮГА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Федянин В.Я., д.т.н., Алтайский Государственный технический университет им. И.И. Ползунова

Основные причины кризисного состояния систем теплоснабжения в Алтайском крае – это практически полное покрытие потребности за счет привозного угля и низкая эффективность использования топлива и тепла. Экономически обоснованное частичное замещение привозного топлива на возобновляемые экологически безопасные топливно-энергетические ресурсы, использование современных энергосберегающих систем, позволит снизить своеобразный «энергетический налог», который вынужден платить край в связи с большой длительностью отопительного периода. Кроме того, комплексная модернизация систем теплоснабжения позволит направить часть финансовых потоков, идущих в настоящее время на заготовку привозного угля, на создание новых рабочих мест на территории края. Эти факторы наряду со снижением техногенных загрязнений, связанных со сжиганием каменного угля, приведут к положительным изменениям в социально-экономической ситуации в регионе [1].

### Пассивные системы солнечного теплоснабжения

Опыт зарубежных стран показывает, что существенное улучшение качества теплоснабжения может быть достигнуто за счет использования пассивных систем солнечного отопления. Такие системы экологически безопасны и могут существенно снизить затраты тепловой энергии, требуемой для отопления здания.

Под пассивными системами солнечного отопления понимают такие системы, в которых поглощение и аккумулирование тепла осуществляются самими строительными элементами здания, а распределение тепла в отапливаемом объекте происходит естественным путем. Этим они отличаются от так называемых активных систем, использующих специальное гелиотехническое и инженерное оборудование (солнечные коллекторы, аккумулирующие емкости и т. п.). В зданиях с пассивными системами с минимальными капитальными затратами можно экономить значительную часть энергии, затрачиваемой на

отопление. Пассивные системы условно можно разделить на открытые и закрытые [2].

Необходимо отметить ряд существенных недостатков, свойственных открытым системам. Это – неустойчивость теплового режима, связанная с изменением интенсивности потока солнечного излучения, негативное влияние интенсивной инсоляции на состояние людей. Для устранения этих недостатков солнечные лучи с помощью специальных жалюзи направляют в потолок, выносят нагреваемые помещения за жилую зону здания. Пример такого решения — устройство на южном фасаде дома пристройки — солярия (оранжереи) со сплошным остеклением. Благодаря «парниковому эффекту», температура за остеклением резко повышается. Избыточное тепло поглощается массивными ограждающими конструкциями, постепенно передается в отапливаемые помещения здания и в ночное время.

В закрытых системах поток солнечной радиации поглощается наружной массивной стеной, окрашенной в черный цвет и покрытой слоем прозрачной тепловой изоляции (например, стена Тромба, комплексные системы с прозрачной изоляцией и др.) [3]. В ближайшее время можно ожидать появление на российском рынке различных типов прозрачной теплоизоляции, управляемой теплоизоляции и регулирующих устройств (ставни, специальные занавеси или селективные пленки). Стены, сочетающие хорошие теплоизоляционные свойства с функциями солнечных коллекторов, могут существенно снизить тепловую нагрузку здания.

Новые технологии предполагают применение прозрачных систем теплоизоляции (ПТИ) для фасадов, ориентированных на юг. В климатических условиях юга Западной Сибири при оптимальных условиях использования можно достичь с помощью прозрачной теплоизоляции дополнительного поступления тепла — 700 – 800 МДж с квадратного метра площади. Наряду с ориентацией фасада на юг необходимо использовать массивную кирпичную стену с плотностью 1500 кг/м<sup>2</sup>.

Этот вариант изоляции может реализовываться совместно с обычной изоляцией здания. В этом случае также имеются различные конструкции систем: системы прозрачной теплоизоляции (СПТИ) и навесные фасады различной конструкции, изготовленные в виде модулей. В большинстве случаев во избежание летних перегревов необходимо затенение систем. На рис. 1 изображена одна из схем установки прозрачной теплоизоляции на фасад здания. На стену здания монтируется изготовленный модуль остекленной прозрачной теплоизоляции сотового типа ( $T_v$  – температура наружного воздуха,  $T_p$  – температура воздуха внутри здания,  $T_a$  – температура абсорбера,  $T_i$  – температура внутренней поверхности стены).

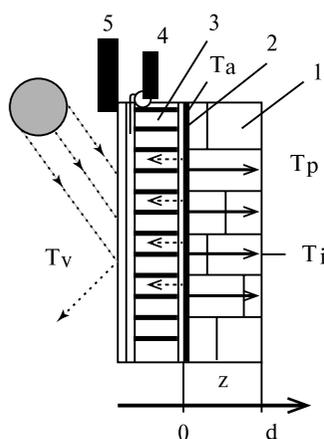


Рис. 1. Схема установки прозрачной теплоизоляции в виде модуля: 1 – стена здания; 2 – абсорбирующий слой; 3 – прозрачная изоляция; 4 – регулирующий элемент (жалюзи); 5 – стекло

Основной интегральной характеристикой пассивных систем является коэффициент замещения нагрузки  $F$  (доля солнечной энергии в покрытии отопительной нагрузки за отопительный сезон). Этот параметр определяет значимость пассивной составляющей отопительной системы для потребителя. Его величина зависит от двух групп факторов:

количества полезно используемой энергии солнечного излучения;

уровня теплотребления, необходимого для создания комфортных условий.

Каждый из этих факторов определяется соответствующими климатическими характеристиками места расположения объекта, техническими параметрами пассивной системы отопления и уровнем тепловой защиты здания. Расчетная зависимость доли замещения отопительной нагрузки представлена на рис. 2.

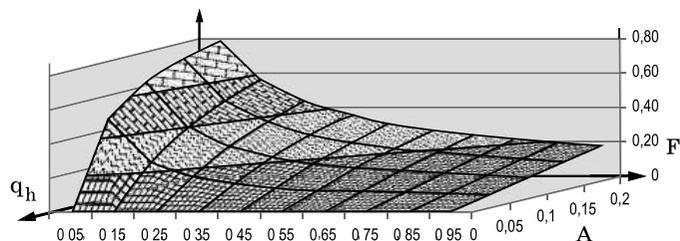


Рис. 2. Зависимость доли замещения отопительной нагрузки от относительного удельного расхода тепла и эффективной площади пассивных элементов

График, представленный на рис. 2, показывает, что существенное замещение сторонних источников тепловой энергии пассивным солнечным отоплением возможно лишь в тех зданиях, где наряду с устройством специальных элементов, способствующих эффективно поглощению солнечной радиации, выполнены мероприятия по энергосбережению (т.е. значительно снижен показатель  $q_h$ ). Этот результат иллюстрирует общую закономерность: здания, использующие солнечную энергию, должны иметь минимальные тепловые потери в окружающую среду.

#### Опыт создания эксплуатации энергоавтономного здания в г. Барнауле

Изучение вопросов, связанных с использованием систем эффективного энергоснабжения, проводилось на специально созданном объекте – энергоавтономном здании, построенном в районе малоэтажной застройки города Барнаула. Внутри четырехэтажного здания находятся офисные и жилые помещения, отапливаемая площадь – 1594,2 м<sup>2</sup>.

При проектировании здания была поставлена цель – уменьшить удельный расход тепловой энергии на отопление на 35 – 40% по сравнению с требуемым расходом в соответствии с территориальными строительными нормами Алтайского края [4]. Расчеты показывают, что удельный расход тепловой энергии на отопление составляет 56 кДж/м<sup>2</sup> °С сут.), что на 44% ниже нормативного для этого типа зданий. В качестве источника тепла используется котел VISSMANN Vitotronic 100, работающий на дизельном топливе. Кроме того, в системе отопления используется тепло из системы водяного охлаждения дизель-генератора и теплообменника, установленного в его выхлопном коллекторе. Электропитание объекта осуществляется гибридной системой, использующей в качестве ис-

точников электроэнергии ветроэлектрический агрегат (ВЭА), фотоэлектрическую установку (ФЭУ) и две дизель-электрические установки (ДЭУ).

Из-за недостатка места на прилегающем к зданию земельном участке для размещения фундамента мачты и элементов крепления тросов-растяжек ВЭА был смонтирован на крыше. При этом ось гондолы ветроагрегата располагалась на высоте 33 м над поверхностью прилегающего земельного участка (рис. 3).



Рис. 3. Энергоавтономное здание ул. Садогородская, 14 в г. Барнауле

Натурные испытания и исследования режимов работы энергосистем проводились с сентября 2006 г. по май 2008 г. Здание успешно эксплуатируется и в настоящее время. Система в автономном режиме (без подключения к электрическим и тепловым сетям общего пользования) обеспечивала работу осветительных и электробытовых приборов, а также работу циркуляционных насосов системы отопления здания. Получены данные по показателям надежности и качества энергоснабжения, определены фактические финансовые и материальные затраты на создание и обслуживание этих систем.

Тепловой баланс здания за отопительный период представлен на рис. 4.

Графики на рис. 4 показывают, что при повышенном тепловом сопротивлении ограждающих конструкций здания вентиляционным тепловым потерям принадлежит ведущая роль. Дальнейшее снижение тепло-

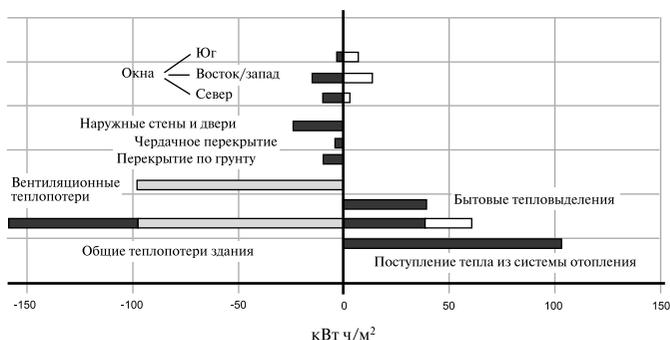


Рис. 4. Тепловой баланс здания, в расчете на м² отапливаемой площади

потребления целесообразно производить за счет совершенствования вентиляционной системы, например, с применением рекуперации тепла отходящего воздуха. Четырехслойное остекление (два однокамерных стеклопакета в отдельных переплетах) не только снижает тепловые потери, но и функционирует как элементы пассивной системы солнечного отопления, вносящие заметный вклад в тепловой баланс здания.

Годовое потребление электроэнергии всеми потребителями (освещение, электроприборы, циркуляционные насосы системы отопления, водоподогреватели системы ГВС) составляют около 44,5 тыс. кВт·ч. Помесячное распределение выработки электроэнергии энергетическими агрегатами, входящими в систему электроснабжения здания, представлено графиками рис. 5.

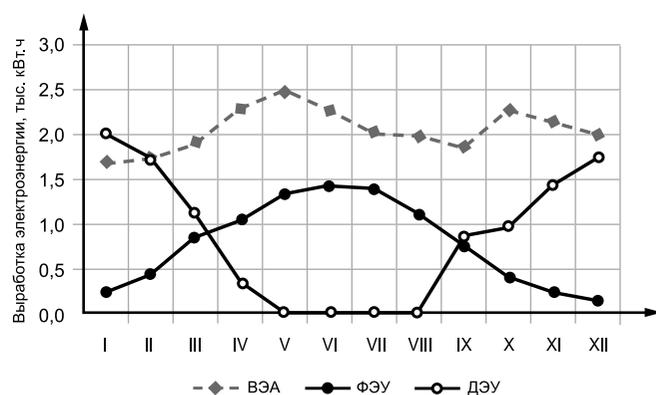


Рис. 5. Выработка электроэнергии ВЭУ, ФЭУ и ДЭУ

Основным показателем, определяющим суммарный эффект от комплекса технических решений, принятых при проектировании и строительстве энергоавтономного здания, является уровень потребления дизельного топлива всей системой энергоснабжения. На эту величину влияет как энергетическая эф-

фективность используемых технических решений, так и «энергетическое поведение» людей, живущих и работающих в здании. Замечено, что снижение уровня энергопотребления во второй год эксплуатации здания (пересчитанное с учетом изменения среднемесячного уровня температур окружающего воздуха), составило 15%. Месячное потребление дизельного топлива ДЭУ и котлом представлены на рис. 6.

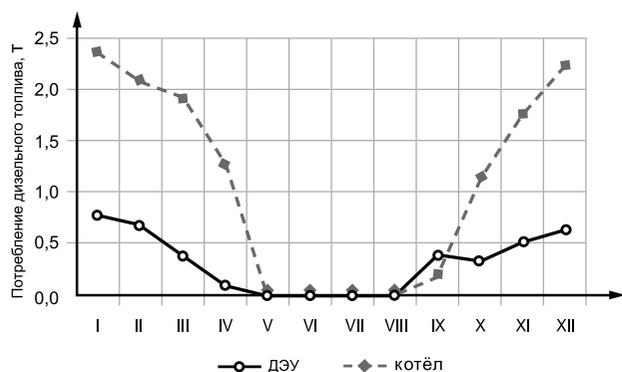


Рис. 6. Потребление дизельного топлива

### Создание энергоэффективного жилого дома в г. Барнауле

С целью практической реализации закона №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности ...» Администрация Алтайского края и государственная корпорация «Фонд содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства» (г. Москва) профинансировали разработку рабочего проекта и строительство энергоэффективного жилого дома в г. Барнауле (рис. 7).



Рис. 7. Энергоэффективный жилой дом по ул. Смирнова, 67 в г. Барнауле

Жилое здание по ул. Смирнова, 67 – трехэтажное крупнопанельное, имеет одну блок-секцию, в основу планировки которой положено конструктивно-планировочное решение

крупнопанельных жилых домов серии КПД-330 с учетом оснастки комбината железобетонных изделий ЗАО «БКЖБИ-2». Общее количество квартир — 19. Здание имеет подвал и холодный чердак (технический этаж). Водоотвод с покрытия — внутренний. С торцевой стороны жилой части здания расположена одноэтажная пристройка — автономные источники теплоснабжения. По продольным фасадам запроектированы выносные прямоугольные и полукруглые застекленные лоджии. С торцевой стены на каждом этаже имеются лоджии с размещенными на них солнечными модулями. Солнечная батарея обеспечивает освещение общедомовых помещений и прилегающей территории. Теплоснабжение здания осуществляется с помощью следующего оборудования: двух газовых котлов; солнечной водогрейной установки (солнечные коллекторы установлены на крыше здания); теплонасосной системы, использующей низкопотенциальное тепло поверхностных слоев Земли, состоящей из компрессионного теплового насоса и системы вертикальных теплообменников, расположенных в грунте.

Система вентиляции дома – механическая приточно-вытяжная с рекуперацией тепла выходящего воздуха и с регулируемым притоком и вытяжкой в каждой квартире. Используется поквартирный учет всех энергоносителей, поступающих потребителям. Здание сдано в эксплуатацию в ноябре 2010 г.

Помесячный удельный расход тепловой энергии на отопление ( $Q_s$ ) при эксплуатации здания в период январь – декабрь 2011 г. представлен в табл. 1.

Таблица 1

Месяц	I	II	III	IV	V	IX	X	XI	XII
$Q_s, \text{Мкал/м}^2$	17,1	14,6	16,2	7,3	0,3	0,6	5,7	22,0	19,8

Общее количество отопительного тепла, потребленное за 2011 г. — 143,3 Гкал.

С учетом распределения температуры окружающего воздуха фактическое число градусо-суток за отопительный период 2011 года — 6637.

Таким образом, фактический удельный расход тепловой энергии на отопление здания составляет 64,7 кДж/(м<sup>2</sup>С·сут). Согласно СНиП 23-02-2003, требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление многоквартирных

жилых домов для 3-этажных зданий составляет 75 кДж/(м<sup>2</sup>·С·сут). Снижение фактического удельного расхода тепловой энергии на отопление здания по сравнению с нормативным составляет 13,7%. В соответствии с СНиП 23-02-2003, здание относится к классу В (высокий) энергетической эффективности.

Солнечная водогрейная установка изготовлена на основе 22 вакуумных коллекторов для использования солнечной энергии Vitosol 300T (площадь абсорбера — 2 м<sup>2</sup>).

Помесячная выработка тепловой энергии ( $Q_{sol}$ ) установкой приведена в табл. 2

*Таблица 2*

Месяц	$Q_{sol}$ , Гкал
Январь	0,3
Февраль	1,1
Март	2,4
Апрель	3,5
Май	3,4
Июнь	4,1
Июль	3,2
Август	2,8
Сентябрь	2,6
Октябрь	1,5
Ноябрь	0,2
Декабрь	0,1

Годовая выработка тепла в 2011 году составила 25,1 Гкал. Среднегодовой к. п. д.  $\approx 53\%$ .

**Оценка энергетической эффективности теплонасосной установки**

В котельной смонтирована отопительная система на базе компрессионного теплового насоса Viessman Vitocal 3000 тепловой мощностью 52 кВт (электрическая мощность компрессора 9 кВт). Источник низкопотенциального тепла — специальный грунтовый теплообменник из двух десятков вертикальных труб длиной около 18 м. Теплообменник смонтирован во дворе здания. Теплонасосная установка за 2011 год находилась в работе около двух месяцев. По данным, представленным МУП «Энергетик», в июле ТН- установка выработала 0,989 Гкал тепла, затратив 407 кВт·ч электрической энергии, в августе, соответственно, 1,138 Гкал и 474 кВт·ч. При таких показателях средний отопительный коэффициент составляет 2,8. Соответственно, себестоимость тепла (при тарифе 2,82 руб./кВт·ч) составит 1168 руб./Гкал. В то время как тепло, полученное с помощью газового

котла, установленного в той же общедомовой котельной, имеет себестоимость 770 руб./Гкал (при тарифе на природный газ — 3737 руб./т.м<sup>3</sup>).

**Выводы**

1. Совместное использование суммарного эффекта от энергосберегающих архитектурно-планировочных решений и применения возобновляемых топливно-энергетических ресурсов для систем жизнеобеспечения зданий позволяет выйти на более низкий уровень энергопотребления при сохранении комфортного внутреннего микроклимата.

2. Результаты сравнительного анализа суммарных затрат на создание и эксплуатацию новой технологии электроснабжения и существующей централизованной системы свидетельствуют о том, что подобные гибридные системы способны решить проблемы электроснабжения объектов в сельской местности, находящихся на расстоянии нескольких десятков километров от центров электрической нагрузки. С помощью подобных гибридных систем можно осуществлять электроснабжение как отдельных зданий, так и небольших сельских поселений даже на территориях с умеренными запасами ветровой энергии, характерными для юга Западной Сибири. При современной экономической ситуации такие системы экономически выгодны и экологически более безопасны.

3. Повышение эффективности системы энергообеспечения какого-либо объекта может быть осуществлено за счет комплекса мероприятий, учитывающих все факторы, оказывающие значимое влияние на энергопотребление. Необходимо отметить, что эффективность использования энергии заключается в уменьшении количества потребления энергии без снижения комфорта. Эффективность связана также с минимизацией энергопотребления приборами нагрева воды, освещения и электрооборудованием, наилучшим использованием поступающего от внешних и внутренних источников тепла. На эффективность использования энергии оказывает существенное влияние форма здания, его функциональное назначение. Важными факторами являются контроль и управление климатом внутри помещений.

4. Комплексная модернизация систем электроснабжения на основе возобновляемых источников позволит направить часть финан-

совых потоков, идущих в настоящее время на заготовку привозного угля, на создание новых рабочих мест на территории региона. Эти факторы наряду со снижением техногенных за-

рязнений, связанных со сжиганием каменного угля, будут способствовать положительным изменениям социально-экономической ситуации в регионе.

Ключевые слова: Алтайский край, солнечное теплоснабжение, пассивные системы солнечного теплоснабжения, энергоавтономные здания, энергоэффективные дома.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. **Федянин В.Я.** Инновационные технологии для повышения эффективности алтайской энергетики: монография/В.Я. Федянин, В.А. Мещеряков. – Барнаул: Изд-во ААЭП, 2010.
2. **Системы** солнечного тепло- и хладоснабжения/Под ред. Э.В. Сарнацкого, С.А. Чистовича. – М.: Стройиздат, 1990.
3. **Chiras, Laniel D.** The Solar House: passive solar heating and cooling. – White River Junction, Vermont: Chelsea Green Publishing Company, 2002.
4. **ТСН23-ЗХХ-2001** АлтК. Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий: Нормы проектирования/Администрация Алтайского края. – Барнаул, 2001

### ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ И ВТОРИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ПЕРМСКОЙ ОБЛАСТИ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

*Закиров Д.Г., д. т. н., Горный институт УрО РАН*

Согласно имеющимся данным, не востребуемый ресурс низкопотенциального тепла в России составляет 105 млн. т у. т. Это количество тепла можно использовать при наличии соответствующих технологий и технических средств и направить на нужды теплоснабжения объектов промышленной, социальной и коммунальной сферы.

На горных и угольных промышленных предприятиях в жилищно-коммунальной сфере имеются источники практически неисчерпаемой дешевой тепловой энергии – вода оборотных систем, очищенные и неочищенные шахтные воды, хозяйственные и технические стоки. В гидрогеологическую сеть сбрасывается огромное количество шахтных вод, хозяйственно-бытовых стоков, имеющих температуру до 20°C, а в НШУ «Яреганефть», г. Ухта температура сбросных шахтных вод составляет 30°C. Громадным тепловым потенциалом располагают тепло грунта и подземных вод, которые сегодня почти не используются.

Большое количество низкопотенциального тепла теряется в системах охлаждения электростанций, оборотной воды охлаждающих систем компрессорных станций и технологического оборудования, в градирнях и прудах-охладителях, что приводит к снижению коэф-

фициента полезного действия тепловых и атомных электростанций. Почти на каждом предприятии имеется оборотная вода технологических процессов с температурой до 40°C, которая охлаждается в градирнях.

Среди множества тепловых вторичных энергоресурсов, образующихся при работе технологических установок и энергетического оборудования на промышленных предприятиях, можно выделить основные: теплота уходящих дымовых газов котлоагрегатов, печей и других топливоиспользующих установок; теплота охлаждающей воды и других жидкостных потоков от технологического оборудования; теплота парогазовых потоков от сушильных установок; теплота вытяжного воздуха систем вентиляции и кондиционирования и некоторые другие.

Ассоциация энергетиков Западного Урала совместно с Горным институтом УрО РАН с 1986 г. занимается проблемой использования вторичных энергоресурсов. В 1988 г. впервые в СССР была разработана и внедрена технология утилизации тепла оборотной воды компрессоров на шахте «Ключевская» ПО «Кизелуголь» (Пермская обл.) с применением тепловых насосов. Московский завод «Компрессор» в свое время по нашему заказу на базе

передвижной холодильной установки ПХУ-50 изготовил два агрегата, предназначенных для работы в режиме теплового насоса. В 1990 г. эти машины были смонтированы в здании компрессорной станции шахты «Ключевская» ПО «Кизелуголь» с целью охлаждения сжатого воздуха и утилизации теплоты оборотной воды. Испытания и эксплуатация подтвердили экономическую целесообразность утилизации ранее сбрасываемой теплоты и улучшение экологической обстановки на прилегающих территориях за счет снижения нагрузки на промышленные котельные, поскольку полученное тепло использовалось для отопления зданий АБК, столовой и прилегающих зданий шахты. Кроме того, значительно улучшились условия охлаждения компрессоров и температурные режимы их эксплуатации, из работы была полностью исключена градирня.

По результатам измерений установлено, что на 1 кВт·ч затраченной электроэнергии на привод теплового насоса получено 3,5 кВт·ч эквивалентной тепловой энергии.

На основании проведенных исследований в 1994 г. был разработан рабочий проект технологического комплекса утилизации низкопотенциального тепла шахтной воды для шахты «Зенковская» АО УК «Прокопьевскуголь». С использованием теплонасосной установки мощностью 2,4 МВт предполагалось покрывать круглогодичную нагрузку системы горячего водоснабжения и базовую нагрузку отопления. В 1995 г. был создан рабочий проект применения тепловых насосов для шахты «Степановская» АО «Ростовуголь» по утилизации низкопотенциального тепла с целью улучшения температурного режима очистки хозяйственно-бытовых стоков.

В 1998 г. научно-исследовательская работа (НИР) «Разработка высокоэффективной технологии и самоочищающихся аппаратов утилизации низкопотенциального тепла шахтных вод» (технология утилизации теплоты) по результатам конкурса была включена в государственную научно-техническую подпрограмму «Экологически чистая энергетика», в рамках которой были проведены необходимые исследования.

Применительно к условиям шахты «5 – 6» АО УК «Прокопьевскуголь» разработана технология утилизации низкопотенциального тепла шахтной воды, конструкторская доку-

ментация на специальное оборудование, технический и рабочий проекты на внедрение технологии. Разработанная технология защищена рядом патентов РФ. Ее внедрение на шахте «5 – 6» АО УК «Прокопьевскуголь» позволит получать более 25 тыс. Гкал тепловой энергии в год экологически чистым способом за счет утилизации сбросного тепла шахтных вод.

В период закрытия нерентабельных шахт остро встает вопрос обеспечения теплотой объектов социальной инфраструктуры. При этом с целью исключения загрязнения поверхностных вод устанавливаются временные водоотливы для откачки шахтных вод, что дает возможность утилизировать их теплоту. Так, в 2000 г., было разработано технико-экономическое обоснование применения тепловых насосов для утилизации тепла шахтных вод на закрываемой шахте «Глубокая» АО «Ростовуголь», которое подтвердило экономическую целесообразность такого способа получения теплоты.

Расчеты показали, что на данной шахте, имеющей дебит шахтной воды 1320 м<sup>3</sup>/ч с температурой до 21 °С, возможно получать до 17 Гкал/ч тепловой энергии. Срок окупаемости капитальных вложений по проекту составляет около 4 лет. Данный проект сегодня реализован.

В 2001 году на шахте «Осинниковская» ОАО УК «Кузнецкуголь» в Кемеровской области впервые в России запущена в эксплуатацию опытно-промышленная технология утилизации низкопотенциального тепла шахтных вод. В технологическую схему включен тепловой насос, теплопроизводительность которого составляет 130 кВт. Работа технологической схемы утилизации тепла шахтной воды по проектным данным позволяет получить около 60 м<sup>3</sup>/сут горячей воды, с температурой 45 °С на нужды горячего водоснабжения административного здания шахты. Срок окупаемости капитальных вложений около 2 лет. Затрачивая 1 кВт·ч электроэнергии, технологическая схема позволяет получать около 4 кВт·ч эквивалентной тепловой энергии. Стоимость выработки 1 Гкал тепла в 3 раза дешевле по сравнению с шахтной котельной при сроке окупаемости проекта меньше 2-х лет. Данный проект экологически чистый, который позволяет отключить шахтную котельную в летнее время года, исключив полностью вредные выбросы в атмосферу (рис. 1).

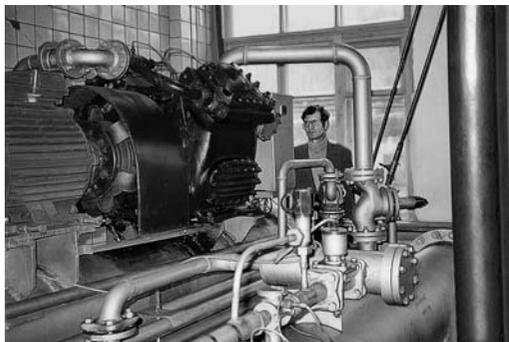


Рис. 1. Теплонасосная установка ТН-110 на шахте «Осинниковская»



Рис. 2. Теплонасосная установка на РНС-3 «Гайва»

Кроме горных и угольных предприятий проводились НИР по использованию возобновляемых источников энергии с применением тепловых насосов для предприятий ЖКХ.

В Пермском крае эксплуатируется более ста очистных сооружений, оборудование которых морально и физически устарело. Многие объекты очистных сооружений отапливаются мелкими угольными котельными или за счет электроотопления. Объем сточных вод в Пермском крае составляет порядка 2518,9 млн. м<sup>3</sup>, валовый потенциал низкопотенциальной энергии сточных вод оценивается в 3,591 млн. т у. т., а технический потенциал составляет 0,718 млн. т у. т.

Для решения проблемы использования ВЭР использованы оригинальные технические решения, базирующиеся на патентах РФ № 2243460 «Способ утилизации низкопотенциального тепла хозяйственных сточных вод», № 2186309 «Теплообменный модуль».

Для снижения затрат на теплоснабжение была разработана технология утилизации низкопотенциального тепла загрязненных сточных вод с помощью тепловых насосов, что позволяет использовать бросовое тепло канализационных стоков для отопления КНС. Данная опытная технология внедрена на перекачной станции РНС-3 «Гайва» МП «Пермводоканал» — полученное тепло из загрязненных стоков используется для отопления и горячего водоснабжения станции. Затраты по внедрению технологии окупились в течение одного года. Разработанная технология утилизации низкопотенциального тепла загрязненных хозяйственных стоков запатентована (рис. 2).

В 2002 году разработан рабочий проект опытной установки по утилизации низкопотенциального тепла сточных вод на КНС-3 ЗАО «Челныводоканал» г. Набережные Челны, Респуб-

лика Татарстан. Проектом предусматривалась замена существующей системы отопления зданий КНС-3, которая осуществлялась электродкотлами на теплонасосную установку типа ТН-110. Себестоимость вырабатываемой тепловой энергии снижалась в 3 раза. Срок окупаемости проекта составил не более 1,5 года.

В 2004 году был разработан технико-экономический расчет и технические предложения по внедрению технологии утилизации низкопотенциального тепла технических сбросов с применением двух тепловых насосов для целей отопления зданий и сооружений станции очистки на ООО «Уралводоканал» г. Добрянка. Экономический эффект от внедрения технологии составляет 2 428 тыс. рублей, себестоимость вырабатываемой тепловой энергии ТНУ при текущей стоимости электрической энергии ниже существующей в 2,8 раза.

В 2006 году был реализован проект на котельной № 35 «ПГЭС-Теплоэнерго» за счет внедрения технологии утилизации низкопотенциального тепла загрязненных хозяйственных стоков, исключив из работы малоэффективную угольную котельную. Необходимую тепловую нагрузку для отопления здания очистных сооружений г. Кунгур вырабатывает ТНУ.

Разработано ТЭО, рабочий проект внедрения технологии утилизации низкопотенциального тепла сточных вод на станции биологической очистки г. Кудымкар для целей теплоснабжения зданий станции. Разработана оригинальная конструкция теплообменного аппарата из двух модулей, способного отбирать тепло у стоков с температурой всего 6°C. Внедрение технологии позволит снизить себестоимость тепловой энергии в 2,5 раза, отключить угольную котельную, исключить опла-

ту за вредные выбросы, улучшить условия работы обслуживающего персонала.

Кроме разработки теплонасосных технологий для использования возобновляемых источников энергии уделяется большое внимание использованию местных источников возобновляемой энергии.

В топливном балансе Пермского края газ занимает 92%, уголь — 4%, возобновляемые источники (прочие виды топлива: дрова и т.д.), всего 0,023%. Газ и уголь в область завозится, поэтому комплексное использование местных ископаемых, нетрадиционных возобновляемых источников энергии, является особо актуальной проблемой, которая позволяет решать серьезные социально-экономические задачи.

Основное направление — использование возможностей малой энергетики местных источников ТЭР: в Пермском крае попутный газ в нефтедобыче, малые гидравлические источники, в свое время заброшенные на малых реках гидравлические станции. Наш регион имеет большой потенциал гидравлической энергии. В Пермской области находятся 29 000 малых и около 600 средних и крупных рек. Например, в Оханском районе существует 3 заброшенных гидроэлектростанции, сохранилась плотина, фундамент и само здание ГЭС. При их восстановлении можно получить 1 МВт/ч энергии, которая полностью обеспечит потребности района, согласно разработанного ТЭО, по предварительным подсчетам срок окупаемости строительства — 4 года. Такие гидроэлектростанции имеются в Очерском, Красновишерском и ряде других районах. В нашей области очень много прудов, на каждом из которых можно поставить гидротурбину, которая будет вырабатывать электроэнергию.

Имеются некоторые потенциальные возможности использования энергии ветра, биогаза, большие возможности использования биомассы. В крае имеются ряд крупных животноводческих комплексов, птицефабрик, где имеется громадный потенциал получения дешевого биогаза и использования его в потребностях малой теплоэлектроэнергетики.

Так, в Краснокамском районе на перепелином хозяйстве реализован проект по созданию альтернативных источников топлива — запущена установка генерации биогаза. Мощ-

ности биореактора хватает на обогрев жилых помещений, теплицы и свинарника, а также на обеспечение хозяйств горячей водой. В настоящее время ведутся исследовательские работы по получению электрической энергии. В Пермском крае имеется ряд леспромпхозов, много отходов деревообработки, биомасса.

Для утилизации этих отходов необходимо внедрить небольшие по размеру рентабельные экологически чистые ТЭЦ, базирующиеся на использовании биомассы. Зарекомендовавшие себя технологии, сжигающие на кипящем слое, которые соответствуют жестким требованиям к нормам выбросов финской фирмы «Фортум», которые сжигают древесные отходы, торф, кору и т.д. На ОАО «Соликамскбумпром» внедрен котел по утилизации коры фирмы «Веллонс».

Возобновляемая энергетика — это наиболее рациональный способ решения проблем энергосбережения (электроэнергия, тепло, топливо) удаленных, труднодоступных населенных пунктов, не подключенных к сетям общего пользования, таковым является Юрлинский муниципальный район, где нет крупных промышленных предприятий. Основным видом деятельности большинства предприятий района является лесозаготовка и деревообработка. Район экологически чистый, единственный в России, который свои потребности в топливно-энергетических ресурсах планирует обеспечивать возобновляемыми источниками энергии.

Разработанная муниципальная Программа по энергосбережению и повышению энергоэффективности Юрлинского муниципального района предусматривает ряд крупных энергосберегающих проектов, характерно, что большинство предложенных энергосберегающих проектов основаны на применении возобновляемых источников энергии.

Программой предусматривается строительство микрогидроэлектростанции на р. Чус для стабильного электроснабжения потребителей поселения, комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на отходах лесозаготовки, реконструкция котельных, работающих на возобновляемых источниках энергии, выработка электрической энергии с применением энергии ветра.

**Ключевые слова:** низкопотенциальное тепло, тепловые вторичные энергоресурсы, тепловые насосы, теплонасосные установки, энергоэффективность, Пермский край

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ЭФИОПИИ – ОБШИРНЫЙ РЫНОК  
ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ**

*Нефедова Л.В., к.г.н., МГУ имени М.В. Ломоносова, Географический факультет*

В последние десятилетия развитие технологий использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) происходит быстрыми темпами и приводит к положительной динамике понижения стоимости выработки электроэнергии с использованием ВИЭ. Наряду с возрастанием роли возобновляемой энергетики в экономически развитых странах, развивающиеся страны, обладающие значительным потенциалом для развития данной отрасли, также составляют планы и предпринимают усилия для освоения ВИЭ. При слабом или практически полном отсутствии собственных разработок в области энергетических технологий данные страны представляются важным регионом для внедрения технологий использования ВИЭ для компаний развитых стран, в том числе и российских. Последние годы Эфиопия подготовила и начала осуществлять при поддержке иностранных инвесторов, международных банков и экологических фондов обширные программы в области возобновляемой энергетики.

***О состоянии и планах энергетики***

Проблема энергообеспечения населения и промышленности является в Эфиопии одной из самых первоочередных для дальнейшего экономического развития. Около 88% потребляемой энергии в стране составляет биомасса (дрова, листья, навозные брикеты). В стране к настоящему времени минимальна разработка собственных топливных ресурсов. Поскольку геологические карты имеются только на 25% территории страны, работы по поиску природного газа и нефти продолжаются. Страна не имеет выхода к морю и современной сети железных дорог для транспортировки органического топлива. При этом в Эфиопии весьма высок потенциал возобновляемых энергоресурсов, особенно гидроэнергии.

По оценкам Эфиопской электроэнергетической корпорации (Ethiopian Electric Power Corporation — ЕЕРСо), выполненным при содействии иностранных специалистов, суммарный технический потенциал ВИЭ на территории страны составляет 60 000 МВт, из которых 45 000 МВт — гидроэнергия, 10 000 МВт —

ветроэнергетические ресурсы и 5000 МВт — геотермальные ресурсы.

В 1991 г. установленная мощность электростанций составляла лишь 370 МВт, и только 8% населения имели доступ к электроснабжению. За 20-летний период был сооружен ряд крупных и малых ГЭС, и к 2012 г. установленная мощность ЭС составила 2100 МВт, при этом около 97% электроэнергии вырабатывается на ГЭС. Геотермальная энергетика представлена ЭС Aluto Langan (7,3 МВт), введенной в строй в 1999 г., однако в настоящее время она по техническим причинам работает не на полную мощность [3]. Согласно пятилетнему Плану развития и преобразования (ПРП) в Эфиопии к 2015 г. намечено достижение суммарной установленной мощности ЭС в 10 000 МВт и соответственно увеличение доступа к электроэнергии с 47% в 2010 г., до 75% к 2015 г. [4].

В достижении установленной мощности ЭС в 10 ГВт к 2015 г. в Министерстве Эфиопии по водным и энергетическим ресурсам наиболее мощное строительство планируется в области освоения гидроэнергетических ресурсов. Уже сейчас ведется сооружение ГЭС Gilbel Gibe III на р. Омо мощностью 1870 МВт, бюджет которой в 316 млн. долл. США выделен из фондов AfDB (African Development Bank). Разработаны перспективные планы наращивания мощности генерации электроэнергии за счет строительства грандиозной ГЭС Grand Ethiopian Renaissance Dam на реке Голубой Нил в 40 км к востоку от границы с Суданом. Сооружение плотины было начато весной 2011 г. Проектируемая мощность составит 5250 МВт, а выработка — 15 тыс. ГВт.ч. Сооружение плотины и ГЭС ведет итальянская фирма «Salini», которая сооружает и ГЭС Gilbel III. Также намечено строительство других крупных и ряда малых ГЭС, в том числе при поддержке международных фондов и иностранных инвесторов. При строительстве дамб для ГЭС важным аспектом является формирование крупных (многолетнего регулирования) и малых (сезонного регулирования) водохранилищ, имеющих большое значение

для водоснабжения и ирригации, защиты от наводнений прилежащих территорий, поскольку во внутригодовом распределении осадков во многих районах страны сухой сезон составляет до 9 месяцев [1]. Значительные государственные и международные средства выделяются на проведение программ электрификации в сельской местности, которые включают сооружение МГЭС и распределительных электросетей. Международным Банком (WorldBank — WB) в 2012 г. предоставлен кредит Правительству Эфиопии от International Development Association (IDA) объемом 200 млн. долл. США [7].

Вопросы проведения работ по данному и предстоящим кредитам находятся в стадии разработок. Российские компании с огромным опытом проведения работ по проектированию и сооружению ГЭС в нашей стране имеют все возможности для выхода на данный рынок гидростроительства.

ЕЕРСо запланировала на период до 2015 г. сооружение шести ветроэнергетических ЭС и одной геотермальной станции. Общая установленная мощность этих проектов возобновляемой энергетики превысит 1000 МВт. Эфиопию можно считать «электроэнергетическим центром Африки». Располагаясь в трех климатических зонах, она занимает второе место в Африке по потенциалу развития гидроэлектроэнергии после Демократической республики Конго, экспортирует и планирует расширять экспорт значительных объемов электроэнергии своим восточноафриканским соседям (Джибути, Судан, Эритрея, Сомали, Танзания, Йемен). На строительство дополнительной ЛЭП в 212 км для передачи электроэнергии строящейся ГЭС Grand Ethiopian Renaissance Dam в Судан Эфиопией получены 80 млн. долл. США по льготному займу от EDCF (Государственного Банка Южной Кореи) [7]. Подготовлены планы строительства высоковольтной ЛЭП экспорта электроэнергии и в Кению. На данный проект (на территории Эфиопии — 434 км ЛЭП 400 кВ) в текущем году от AfDB уже поступило 231 млн. долл. США.

#### **Ветроэнергетические ресурсы**

ЕЕРСо рассматривает ветровую энергетику в качестве дополнительного компонента по освоению ресурсов ВИЭ к своим планам по развитию мощностей гидроэлектроэнергии. Эфиопия обладает существенными ресурсами

в сфере ветровой энергетики (рис. 1). По оценке ЕЕРСо, потенциал ветроэнергетики в этой стране составляет 10 000 МВт, при этом мощности ветровой энергии повышаются в сухой сезон, когда гидроресурсы находятся на своем минимальном уровне.

К настоящему моменту уже ведется сборка двух ВЭС: Ashegoda (120 МВт) в штате Тиграй на севере страны и ВЭС Adama I (51 МВт — 34 ветроагрегата GoldwindGW77/1500, диаметр лопастей — 77 м) в штате Оромия вблизи г. Назрет, в 100 км к юго-востоку от столицы. Разработка проекта ВЭС Ashegoda ведется ЕЕРСо с международной помощью с 2006 г., в 2010 г. была начата сборка ветроагрегатов (ВА) фирмой VERGNET (Франция), в феврале 2012 г. введены в строй и начали выработку энергии первые 30 ВА, каждый мощностью 1 МВт. Общая стоимость проекта — 210 млн. евро. На ВЭС Adama I работы были начаты в июле 2011 г. китайским партнером — фирмой HydroChina-CGCOC. К началу 2012 г. уже установлены 17 турбинных башен, окончание работ планируется к концу лета текущего года. Финансирование данного проекта в сумме 157 млн. долл. США проводится китайской стороной — Export-Import Bank of China [7].

Освоение ветроэнергетических ресурсов в стране на ближайшую пятилетнюю перспективу согласно Программе развития возобновляемой энергетики Министерства водных ресурсов и энергетики Эфиопии (SREP) включает сооружение следующих объектов [6]:

1. ВЭС Assela — 100 МВт на юго-восток от Аддис-Абебы.
2. ВЭС Aysha — 300 МВт на границе с Джибути.
3. ВЭС Debre Birhan — 100 МВт на севере от Аддис-Абебы.
4. ВЭС Adama II — 153 МВт.
5. ВЭС Galema I — 250 МВт.
6. ВЭС Mesebo Harena — 42 МВт.

Суммарная мощность ВЭС страны должна составить к 2015 г. около 1000 МВт. Из перспективных проектов первой намечена подготовка проекта ВЭС Assela, которая предусматривает ветромониторинг на предполагаемой площадке размещения ветроагрегатов на четырех мачтах в течение 2013 – 2014 гг., с одновременной разработкой технического проекта. Сооружение станции планируется в 2015 — 2016 гг. Все работы по данной ВЭС

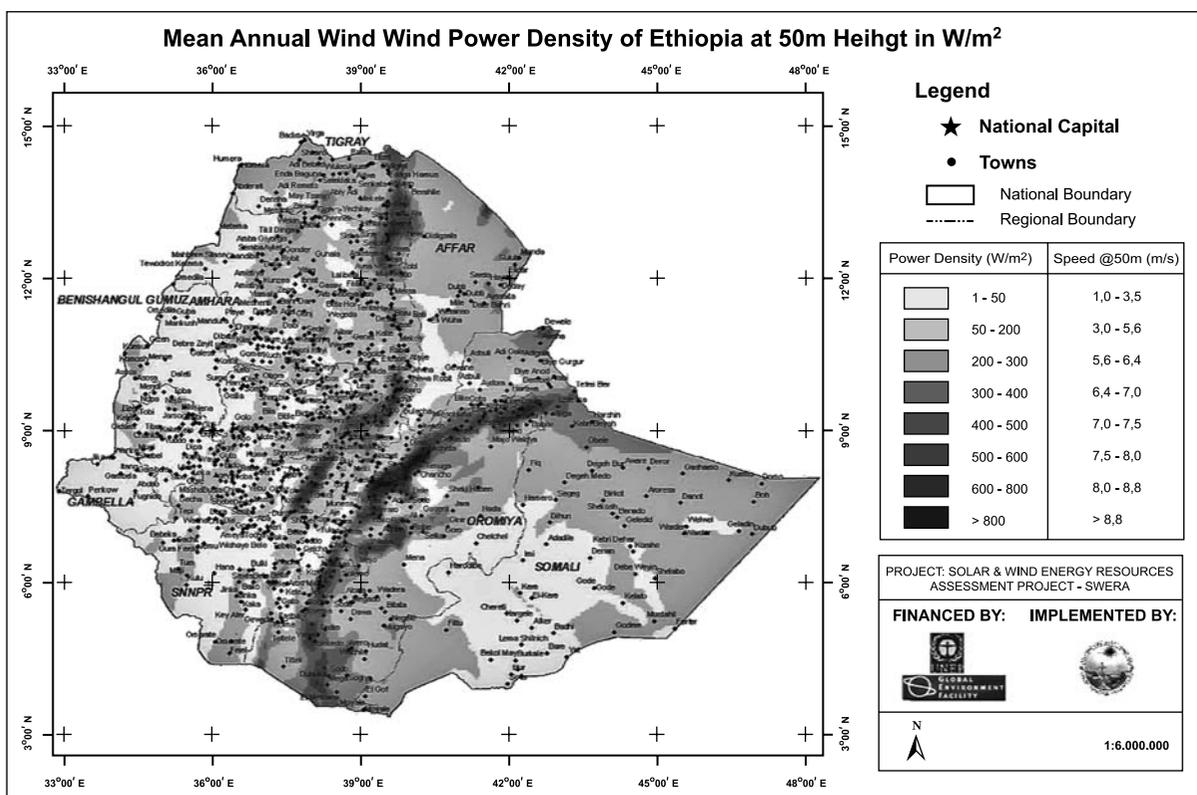


Рис. 1. Среднегодовая удельная мощность ветра ( $Вт/м^2$ ) над территорией Эфиопии на высоте 50 м [Источник: EthiopianSolarandWindEnergyResourceAssessment (SWERA) Project, FinalReport, 2007, UNEP/GEF]

будут выполняться при финансовой поддержке Программы развития возобновляемой энергетики в бедных странах (SREP) в рамках Климатического инвестиционного фонда (CIF) [2]. Министерством водных ресурсов и энергетики Эфиопии в январе 2012 г. был разработан инвестиционный план Программы развития использования ВИЭ в стране до 2018 г., получивший одобрение и включенный в планы финансирования SREP, WB и AfDB. «Программа использования ВИЭ в странах с низким доходом» (The Scaling Up Renewable Energy Program in Low Income Countries — SREP) проводится в рамках Климатического инвестиционного фонда (Climate Invest Fund — CIF), созданного в 2008 г. по решению Саммита стран Большой Восьмерки в Японии, а также международных инвестиционных банков (Multilateral development bank — MDBs): Мирового Банка WB и Африканского Банка Развития (African Development Bank — AfDB).

Программа использования ВИЭ в странах с низким доходом — это целевая программа Стратегического климатического фонда, который является одним из двух фондов Климатического инвестиционного фонда. Её целью

является освоение ВИЭ для сокращения выделений углекислого газа и демонстрация успехов от этого в экономической, социальной и природной сферах. Пилотными странами проведения данной программы были выбраны следующие развивающиеся страны: Эфиопия, Гондурас, Кения, Мальдивы, Мали и Непал. В рамках программы использования ВИЭ уже было выделено 392 млн. долл. США [2]. На рассмотрении находятся еще пять проектов, суммарным объемом 210 млн. долл. США. В мае 2012 г. Правительством Эфиопии был получен от SREP транш в 50 млн. долл. США по данной программе. В 2012 г. уже начаты разработки по проектам ВЭС Asella, мощностью 100 МВт и ГеоЭС Aluto Langanu мощностью 75 МВт.

#### Геотермальные ресурсы

Эфиопская электроэнергетическая компания в 2012 г. планирует начать сооружение геотермальной электростанции Aluto Langanu II мощностью 70 МВт также при финансовой поддержке международных фондов, в том числе SREP. Богатая геотермальными ресурсами восточноафриканская рифтовая зона протекает на востоке Эфиопии (рис. 2). На территории страны Геологической службой Эфиопии

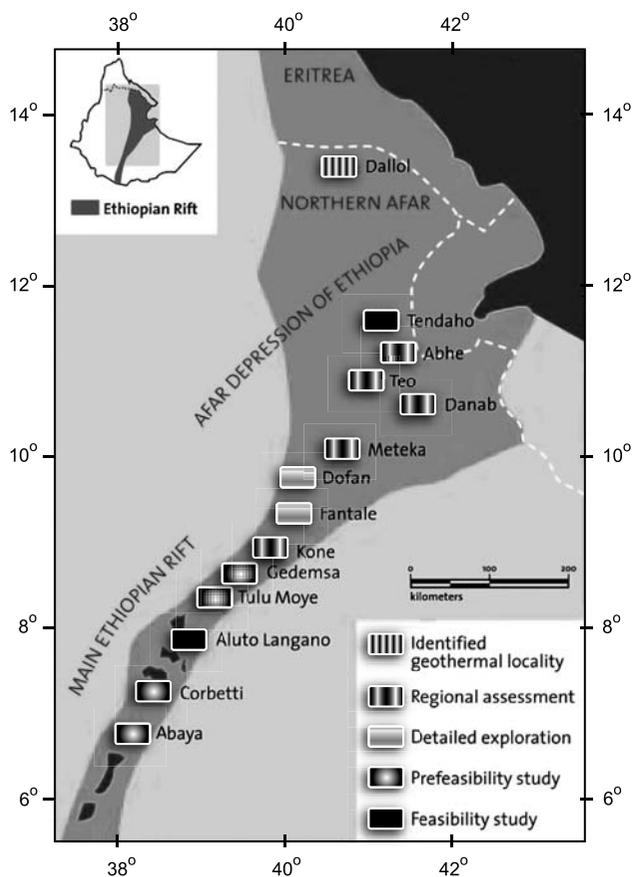


Рис. 2. Расположение участков, богатых геотермальными ресурсами различной степени изученности на территории Эфиопии.

Источник: Geological Survey of Ethiopia

(Geological Survey of Ethiopia) с помощью иностранных специалистов было выделено 16 геотермальных полей, перспективных для выработки электроэнергии. Значительно большее число термальных участков пригодно для использования в сельском хозяйстве и агроиндустрии. Была составлена схема размещения наиболее перспективных геотермальных полей зоны Эфиопского Рифта (см. рис. 2):

а. Озерный район — Aluto-Langano ( $t_{\max}$  350°C), Corbetti, and Abaya;

б. Район Южного Афары — Tulu-Moye, Gedemsa, Dofan, Fantale, Meteka, Teo, Danab;

в. Район Северного Афары — Tendaho (270°C) и Dallol (Danakil Depression).

Проект освоения геотермального поля Aluto Langano и строительства ГеоЭС будет выполнен в два этапа: первый будет состоять в бурении четырех оценочных скважин, а второй – в бурении пяти производственных скважин, трех обратных скважин для закачки флюида и строительстве новой электростанции. В результате новая электростанция будет

производить от 35 до 75 МВт. Глубина бурения производственных скважин составит 2500 м. Сроки реализации проекта 2012 – 2016 гг.

Отдельной частью данного этапа правительства Эфиопии по развитию геотермальной энергетики является разработка долгосрочной стратегии. Она будет включать анализ существующих проектов и ресурсов и возможности развития. Отдельно выделена необходимость привлечения частного сектора как источника оборудования, инвестиций, опыта и знаний. Сроки создания стратегии 2012 – 2013 гг.

Вторым разделом перспективного планирования к освоению является геотермальный район Тендахо, находится на северо-востоке Эфиопии, на расстоянии 600 км от Аддис-Абебы. В 1990-е годы при проведении оценочного бурения разведочных скважин энергетический потенциал района был оценен в 100 МВт. По предварительным данным геологические условия не позволяли начать производственную разработку, однако новые исследования, проведенные германскими геологами в рамках United Nations Environment Programme (UNEP), говорят о том, что разведочные скважины не достигли основного резервуара и имеются все возможности для начала разработки района. На настоящий момент продолжается изучение геотермальной области Тендахо при поддержке French Development Agency (AFD) и UNEP.

Согласно программе SREP Эфиопии, работы по разработке геотермального района Тендахо будут вестись в три стадии:

1. Проведение исследовательской работы.

2. Оценочное бурение (бурение нескольких скважин и, в случае положительных результатов, строительство электростанции мощностью 30 МВт).

3. Производственное бурение и установка электростанции мощностью 70 МВт.

Сроки реализации проекта 2012 – 2016 гг.

Потоки финансирования освоения геотермальных ресурсов в стране при поддержке международных экологических и финансовых организаций представлены в табл. 1.

В перспективе существуют также еще пять проектов дальнейшего включения электроэнергии ГеоЭС в энергобаланс страны (проведено опытное бурение и технические оценки геотермальных ресурсов) (табл.2) [6]. Средства на данные проекты также будут выделены из фондов CIF. Рос-

Таблица 1

Геотермальные проекты в Эфиопии, их стоимость и источники финансирования до 2016 г. (в млн. долл. США)

№	Проект	Общая стоимость	Источники финансирования			
			Пр-во Эфиопии	SREP	MDBs	Другие
1	<i>Освоение геотермального поля Aluto-Langano</i>	231,2	78,7	26,0	60,0	66,5
1.1	Проект сооружения ГеоЭС AlutoLangano	229,2	78,2	24,5	60,0	66,5
1.1.1	Бурение оценочных и производственных скважин	93,0	42,0	24,5	10,0**	16,5*
1.1.2	Строительство электростанции и линии передач	136,2	36,2	-	50,0	50,0***
1.2	Разработка долгосрочной стратегии	2,0	0,5	1,5	-	-
2	<i>Освоение геотермального поля Tendaho</i>	319,6	60,85	10,0	188,0	60,75

\*\* Финансирование Всемирного Банка.

\*\*\* По предварительному соглашению, средства будут выделены правительством Японии

Таблица 2

Перспективный план развития геотермальной энергетики в Эфиопии до 2018 г.

Район размещения	Проектная мощность (МВт)	Проектный срок введения в эксплуатацию
1 AlutoLangano	75	2015
2 Tendaho	100	2018
3 Corbetti	75	2018
4 Abaya	100	2018
5 TuluMoye	40	2018
6 DofanFantale	60	2018
<b>Всего:</b>	<b>450</b>	

сийские компании, имеющие большой опыт глубинного бурения, производства турбин и сооружения ГеоЭС на Камчатке, могут стать полноправными участниками осуществления данных проектов.

#### Гелиоресурсы

Расположенная в субэкваториальном поясе Эфиопия обладает также значительными гелиоэнергетическими ресурсами. Среднегодовые значения поступления прямой солнечной радиации составляют до 5 кВт · ч/м<sup>2</sup>/сут. (рис. 3). При этом число часов солнечного сияния очень высоко в течение более чем 9 месяцев в году [5].

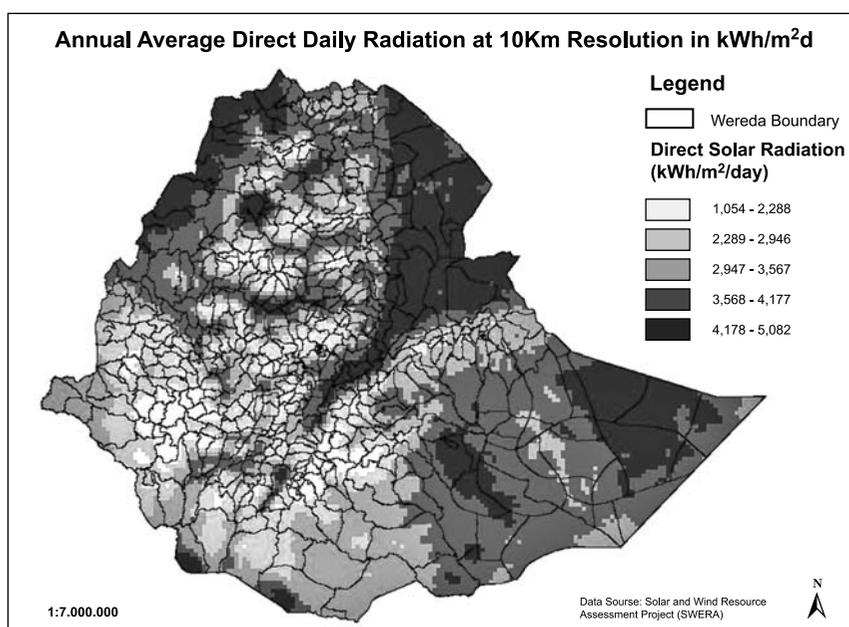


Рис. 3. Распределение среднегодовых значений поступления прямой солнечной радиации (кВт · ч/м<sup>2</sup>/сут.) по территории Эфиопии [Источник: EthiopianSolarandWindEnergy Resource Assessment (SWERA) Project, FinalReport, 2007, UNEP/GEF]

В связи с современной высокой стоимостью использования геиоресурсов для целей электроэнергетики Правительством Эфиопии не включен этот источник энергии в ПРП. Однако существует ряд проектов частных иностранных фирм и международных фондов по использованию геиоресурсов для водо- и электроснабжения отелей, больниц, визит-центров национальных парков страны. Международная «SpireCorporation» совместно с «SkyInternationalCo», местной фирмой «METEC», ведет подготовку создания в Аддис-Абебе первого в Эфиопии завода по сборке фотовольтаических модулей производительностью 20 МВт, что позволит включить и

геиоресурсы в энергобаланс страны.

Проведенный анализ потенциала ресурсов ВИЭ, состояния и планов по их освоению в Эфиопии показывает возможности для российских компаний реализации разработок и патентов в данном регионе. В последний год международными банками развития и экологическими фондами открыты широкие линии финансирования и льготного кредитования энергетических проектов в этой стране. Наиболее перспективным направлением представляется участие отечественных компаний в программах по освоению геотермальных ресурсов, строительству ГеоЭС, а также МГЭС и ЛЭП в сельских районах Эфиопии.

**Ключевые слова:** возобновляемая энергетика, Эфиопия, состояние энергетики, ветроэнергетические ресурсы, геотермальные ресурсы, геиоресурсы

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Awulachew S. B., Yilma A. D., Loulseged M., Loiskandl W., Ayana M.; Alamirew T. Water Resources and Irrigation Development in Ethiopia. Colombo, Sri Lanka: International Water Management Institute (Working Paper 123), 2007.
2. Climate Investment Funds /The Program on Scaling-Up Renewable Energy in Low Income Countries (SREP) <http://www.climateinvestmentfunds.org/cif/srep>.
3. Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCo)-<http://www.eepco.gov.et>Facts In Brief 2010/11.
4. Growth and Transformation Plan (GTP) 2010/11-2014/15, Ministry of Finance and Economic Development (MoFED), The Federal Democratic Republic of Ethiopia, September 2010, Addis Ababa, 85pp.
5. Heimann Stefan «Renewable Energy in Ethiopia. 13 Months of Sunshine for a sustainable Development», Addis Ababa 2007, Berlin, 2009.
6. Scaling - Up Renewable Energy Program /Ethiopia Investment Plan (Draft Final), Federal Democratic Republic of Ethiopia, Ministry of Water and Energy/ January 2012.
7. The biggest Ethiopian business portal — <http://2merkato.com>.

ИГОРЮ ВЛАДИМИРОВИЧУ

СЕМЕНОВУ 75



2 августа 2013 г. исполняется 75 лет заместителю главного редактора журнала «Малая энергетика», известному ученому-гидроэнергетику, кандидату технических наук Игорю Владимировичу Семенову.

Игорь Владимирович является признанным специалистом в области динамики и сейсмостойкости гидротехнических сооружений, разработки современных методов расчета безопасности ГТС, информационно-диагностических систем контроля их безопасности.

В 1984 году Семенов в составе группы специалистов ОАО «НИИЭС» был удостоен Премии Совета Министров СССР за цикл исследований по обеспечению сейсмической безопасности энергетических объектов

Уже четверть века Игорь Владимирович работает в должности заместителя генерального директора по научной работе ОАО «НИИЭС», участвуя в становлении института как мощной, хорошо оснащенной научно-исследовательской организации, специализирующейся в области научного обеспечения проектирования и строительства отечественных и зарубежных гидроэнергетических объектов.

Игорь Владимирович осуществляет координацию НИОКР института, руководит Ученым советом и аспирантурой, много времени уделяет научно-организационной работе. Он является членом Научно-технического совета ОАО «РусГидро», членом Управляющего Совета РНК СИГБ, Вице-президентом Ассоциации «Гидропроект», членом-корреспондентом РАЕН, действительным членом Российской Академии водохозяйственных наук, членом редколлегии журнала «Гидротехническое строительство».



Игорь Владимирович автор более 100 опубликованных научных трудов, многих авторских свидетельств и патентов.

Под его руководством выпускается научно-производственный сборник «Безопасность энергетических сооружений» и наш журнал.

Большой вклад Игоря Владимировича в отечественную гидроэнергетику был отмечен многими правительственными и отраслевыми наградами и высокими почетными званиями. Он награжден медалями Российской Федерации, рядом отраслевых наград Минэнерго, РАО «ЕЭС России», ОАО «РусГидро».

Юбиляр искренне любит жизнь, с интересом воспринимает все новое, увлекается горнолыжным спортом.

В общении с коллегами Игоря Владимировича отличает интеллигентность, доброжелательность, корректность, принципиальность.

Редакционный совет журнала «Малая энергетика» от всей души поздравляет Игоря Владимировича с юбилеем, желает ему покорения новых заветных рубежей, творческих побед и ярких неизведанных впечатлений, крепкого здоровья и семейного благополучия!

ВОСЬМАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ ШКОЛА  
«ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ»

20 – 23 ноября 2012 г., г. Москва

На географическом факультете МГУ прошла Восьмая Всероссийская научная молодежная школа «Возобновляемые источники энергии», которая была организована и проведена научно-исследовательской лабораторией возобновляемых источников энергии (НИЛ ВИЭ) Географического факультета МГУ совместно с Объединенным институтом высоких температур РАН.

Школа проводилась при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект №12-08-06835-моб-г).

Школа, посвященная проблемам современного состояния и тенденциям развития возобновляемой энергетики в России и в мире, научно-техническим вопросам, экономике, эколого-географическим аспектам, нормативно-правовым аспектам развития, опыту регионов России в осуществлении проектов в области возобновляемой энергетики, уже традиционно собрала талантливых и увлеченных участников и слушателей со всей России и зарубежных государств.

Участниками Школы стали молодые ученые из Москвы, Санкт-Петербурга, из городов Апатиты, Барнаул, Владивосток, Владимир, Волгоград, Йошкар-Ола, Казань, Калуга, Краснодар, Нижний Новгород, Новосибирск, Оренбург, Ростов-на-Дону, Челябинск.

Наряду с российской молодежью были также представители из стран ближнего зарубежья (Казахстан, Узбекистан, Украина) и представители Мьянмы.

В качестве лекторов были приглашены как ведущие российские ученые — представители РАН, МГУ, РАСХН, МГУИЭ, МЭИ (ТУ) (в том числе сотрудники НИЛ ВИЭ географического факультета МГУ), так и руководители крупных производственных компаний.

Прочитанные на Школе лекции ведущих специалистов в области возобновляемой энергетики России вызвали большой интерес и продолжительные дискуссии.

По опросу, проведенному среди участников Школы, особый интерес вызвали лекции:

главного научного сотрудника кафедры физики полупроводников физического фа-

культета МГУ, д. физ.-мат. н., профессора *А.Г. Казанского* «Об основных направлениях и перспективах тонкопленочных солнечных элементов»;

генерального директора научно-технического центра тонкопленочных технологий при ФТИ им. А.Ф.Иоффе *Е.И. Терукова* «О разработках ООО «Хевел» и ФТИ им. А.Ф.Иоффе РАН в области исследований тонкопленочных солнечных элементов»;

генерального директора ЗАО «Геотерм-ЭМ», д. т. н., профессора *Г.В.Томарова* «О геотермальных электростанциях»;

президента Российской национальной биотопливной ассоциации *А.Р. Аблаева* «О биоэкономике и биотехнологических производствах в регионах России»;

заместителя директора по биогазовым проектам компании Aenergy, к. г. н. *И.Ю. Егорова* «О рынке биогазовой энергетики в России»;

заведующего лабораторией возобновляемых источников энергии и энергосбережения ОИВТ РАН, д. т. н. *О.С. Попеля* «О перспективах научно-производственного кластера по возобновляемой энергетике на Юге России»;

руководителя отдела опытно-конструкторских работ ЗАО «Энергетические проекты» *А.Б. Тарасенко* «О накопителях электрической энергии для систем на основе ВИЭ»;

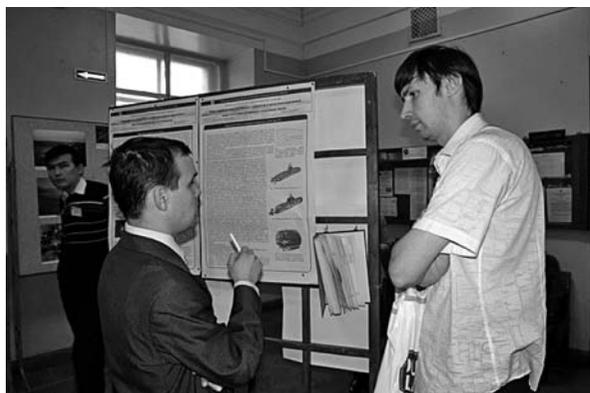
генерального директора ООО «Ветроэнергетические системы» к. т. н. *Г.В. Ермоленко* «О реализации проекта строительства ВЭС мощностью 60 МВт в Ейском районе Краснодарского края»;

заведующего лабораторией ВИЭ географического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, д. физ.-мат. н., профессора *А.А. Соловьева* «О возобновляемой энергетике в мире и России».

Среди докладов молодых участников симпатии были отданы:

Ачитаеву Андрею из Новосибирска, выступившему с докладом о малоинерционной асинхронной машине в ветроэнергетических установках малой мощности;

Якимчику Тимофею и Сидакову Илье из Челябинска, выступившим с докладом об ана-



Дискуссия у стенда

лизе эффективности сопряжения ВЭУ и теплового насоса;

Аджиенко Георгию за доклад о перспективных способах конверсии органических субстратов;

Мухину Юрию из Нижнего Новгорода за доклад о плавучей ветродизельной электроэнергетической станции;

Фадееву Алексею, выступившему с докладом о тарифах на электроэнергию в России как факторе развития нетрадиционной энергетики.

Материалы Школы опубликованы в виде двух сборников: докладов молодых ученых и

лекций ведущих специалистов. Приятным нововведением Школы стала видеофиксация всех выступлений, после чего все видеоматериалы были размещены в открытом доступе на сайте Географического факультета:

[http://www.geogr.msu.ru/structure/labs/vie/VII\\_nauch\\_school/](http://www.geogr.msu.ru/structure/labs/vie/VII_nauch_school/)

Деловая и дружественная атмосфера НМШ ВИЭ вызвала широкий отклик у участников и слушателей и вселяет оптимизм по поводу развития «зеленой» энергетики в России, а также по поводу значимости проведения подобных мероприятий.

По словам участников, Школа способствует новым знакомствам, возникновению новых идей, совместных работ и проектов.

Многие отмечали высокий уровень выступавших, и почти все, кто участвовал впервые и кто приехал уже не в первый раз, выразили желание и готовность участвовать в следующих мероприятиях.

Вместе с участниками мы надеемся, что Научная Школа по возобновляемым источникам энергии будет расти, развиваться и становиться с каждым разом интереснее и насыщеннее .



Участники Школы 2012

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ПО ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ  
И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ REF-2012

5 – 6 июня 2012 г., г. Москва

Перспективы развития проектов возобновляемой энергетики и энергоэффективности обсуждали на форуме REF-2012 Moscow топ-менеджеры ведущих компаний отрасли, инвесторы, представители международных организаций и государственных ведомств. Всего участниками мероприятия стали более 140 делегатов из 14 стран.

Форум прошел в деловом диалоге специалистов энергетической отрасли по вопросам, связанным с государственной политикой в направлении стимулирования развития проектов ВИЭ, а также в анализе инвестиционной привлекательности России и других стран СНГ для реализации масштабных проектов, которые станут достойным примером развития устойчивой энергетики не только в Европе и Азии, но и позволят России и другим государствам СНГ занять достойное место на новых рынках ветровой и солнечной энергетики, биогаза и твердого биотоплива, малой гидроэнергетики и геотермальной энергетики, а также повысить конкурентоспособность отечественного промышленного комплекса за счет реализации масштабных проектов по повышению энергоэффективности.

Ключевые специалисты отрасли считают, что принятие в РФ «зеленого тарифа» для возобновляемых источников энергии сделает российский рынок одним из крупнейших в мире.

По мнению одного из основоположников европейской системы «тарифа на подключение» (Feed-in-Tariff), члена Комитета по экологической политике парламента Германии Ханса-Джозефа Фелла, введение в РФ стимулирующих мер для развития проектов возобновляемой энергетики позволит конвертировать огромный потенциал России в высоколиквидные проекты в сфере солнечной и ветровой энергетики, малой гидроэнергетики, а также энергии биомассы.

По словам г-на Фелла, в ЕС солнечная энергетика уже достигла сетевого паритета с атомной энергетикой: стоимость производства электроэнергии солнечными электростанциями ниже, чем на атомных электростанциях. Он поделился европейским опытом в создании

отраслевой законодательной базы, стимулирующих механизмов развития возобновляемой энергетики и проектов энергоэффективности.

«Экономический кризис должен быть решен в контексте энергетического кризиса не только в Европе – мы видим также падение всей мировой экономики, что обусловлено и высокими нефтяными ценами. Возобновляемые источники энергии помогут справиться не только с проблемами климата, но и серьезными экономическими проблемами в наших странах», – подытожил специалист из Германии.

Его российские коллеги отметили, что реализация проектов возобновляемой энергетики в РФ в формате локальных энергетических систем также позволит создавать промышленные кластеры в отдаленных регионах, подключение которых к общей энергетической системе экономически нецелесообразно.

«В РФ есть множество неэлектрифицированных территорий, имеющих огромный потенциал для реализации промышленных проектов», – считает директор IBCentre Виталий Давий. «Вдохнуть жизнь в такие регионы можно с помощью объектов возобновляемой энергетики: ветропарков, солнечных электростанций, малых гидроэлектростанций, а также электростанций на биомассе. Альтернативным вариантом решения проблемы является строительство газовых или дизельных электростанций. Однако сжигание нефти и газа для производства электроэнергии — это топить облигациями»

Наряду с развитием проектов возобновляемой энергетики для РФ актуальны проекты повышения энергоэффективности промышленных и коммунальных предприятий. Как отметил в своем выступлении советник Президента РФ Александр Бедрицкий, дальнейшее развитие российской экономики неразрывно связано с повышением энергоэффективности, а также развитием низкокарбоновых проектов. «Сегодня все проекты должны оцениваться с точки зрения воздействия на окружающую среду. Развитие возобновляемой энергетики является новым, но очень пер-

спективным направлением для РФ», – отметил чиновник.

Депутат Госдумы РФ Сергей Есяков считает, что сегодня одним из приоритетов работы Комитета по энергетике является формирование отраслевой законодательной основы развития возобновляемой энергетики. Создание отраслевой законодательной базы станет фактически отправной точкой развития нового направления энергетики, которое может стать важной составляющей российского топливно-энергетического комплекса.

Развитие российской отрасли возобновляемой энергетики в РФ необходимо рассматривать в контексте опыта соседних стран. Есть примеры успешного развития возобновляемой энергетики в странах постсоветского пространства, в частности, в Украине. Определен-

ные шаги в этом направлении делает Беларусь. Поэтому для развития полноценной отрасли в РФ и в СНГ в целом целесообразно консолидировать усилия. Форум REF-2012 Moscow стал эффективной площадкой для такой работы.

Форум состоялся при информационной поддержке ведущих международных отраслевых ассоциаций: Европейской Ассоциации малой гидроэнергетики (ESHNA), Ассоциации индустрии солнечной энергетики Германии (BSW-Solar), Чешской Ассоциации фотовольтаики, Ассоциации возобновляемой энергетики Болгарии, Российской Ассоциации солнечной энергетики, Ассоциации альтернативной энергетики Белоруссии, а также Ассоциации участников рынка альтернативных видов топлива и энергии Украины.

#### ЧЕТВЕРТАЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РОССИЙСКОЙ АССОЦИАЦИИ ВЕТРОИНДУСТРИИ «АКТУАЛЬНОЕ СОСТОЯНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ»

19 ноября 2012 г., г. Москва



Мировая практика показывает, что 10 – 15% ветроэнергетики в энергобалансе страны — это реальные показатели.

В России эта деятельность в промышленных масштабах до сих пор отсутствует, хотя потенциал ветроэнергетического рынка России несравним ни с одной страной в мире.

Что же препятствует конкретной реализации развития ветроэнергетики в России?

Участники IV Национальной конференции «Актуальное состояние ветроэнергетики в России» обсудили дальнейшую судьбу отечественной ветроэнергетики.

На сегодняшний день в этой сфере существует много проблем.

В 2009 году Минэнерго поставило задачу увеличения доли ВИЭ в энергобалансе страны к 2020 году до 4,5%. Сегодня более реалистичной целью является реализация доли 2,5%. По мнению Правительства, доля 2,5% будет достаточной для локализации производства установок ВИЭ в России по основным технологиям генерации.

Вопрос о том, как достичь этой цели, до сих пор конкретно не решен, хотя в процесс подготовки решений вовлечены сразу несколько федеральных министерств и ведомств страны.

«Поддержка ВИЭ законодательно была закреплена в декабре 2011 года, когда президент подписал изменения в Федеральный закон №35, – считает президент ассоциации РАВИ И. Брызгунов. – В настоящее время завершена работа над нормативно-правовыми актами, которые должны стать основой механизма поддержки ВИЭ в России. Позиции по отношению к системе поддержки ВИЭ у Минэнерго, Минэкономразвития России, ФАС и ФСТ сформулированы и во многом совпадают. Кроме того, расширился состав компаний – лоббистов и сегодня включает в себя всех основных игроков рынка ТЭК».

В пленарной дискуссии приняли участие вице-президент РАВИ Анатолий Копылов,

представитель Минрегионразвития России Мария Шилина, заместитель директора Института энергетической стратегии П.П. Безруких.

По мнению представителя Минэнерго Егора Гринкевича, в первую очередь, власти страны заинтересованы в развитии ВИЭ и готовы осуществлять поддержку проектов на территориях Севера и Дальнего Востока.

«Есть понимание, что наиболее перспективно и экономически целесообразно развивать ВИЭ в так называемых изолированных энергорайонах, в которых не действуют правила оптового рынка электрической энергии, — сказал Гринкевич. — Это, например, Север нашей страны, где энергия ветра может конкурировать с достаточно дорогими традиционными объектами электро и теплоснабжения. Это никем не оспаривается, всеми признаётся как понятная логика развития».

В настоящее время в России разрабатываются около полусотни проектов в области ветровой энергетики совокупной установленной мощности порядка 2 – 2,5 ГВт.

По прогнозу вице-президента РАВИ Анатолия Копылова, себестоимость производства ветроэнергии в России не будет сильно отличаться от европейской.

«Сегодняшние самые эффективные ветростанции обеспечивают себестоимость на уровне 1,2 – 1,7 рубля за кВт·ч, а менее эффективные дают цену на уровне 3 рублей. Для сравнения — сегодня в России оптовая цена на электроэнергию в первой ценовой зоне составляет около 1,5 рублей», — заявил эксперт.

Участники конференции ознакомились с проблемами практической реализации профильных проектов на розничном рынке. Кроме того, на конференции были заслушаны доклады иностранных специалистов, касающиеся тематики глобальных трендов в области ВИЭ, трансфера технологий инноваций, внедрения успешных методик подготовки проектов, применения инструментов регулирования рынка и опыта стратегического инвестирования в ветроэнергетику, которая способствует не только модерниза-



ции энергосистемы, но и повышению инвестиционной привлекательности всей экономики страны.

Директор института германского и европейского предпринимательского права Свободного университета г. Берлина Ф. Зеккер поделился с российскими коллегами германским опытом поддержки возобновляемых источников энергии на различных этапах развития энергетического рынка.

Н. Гауфлер, депутат законодательного собрания г. Гамбурга, рассказал российским энергетикам о грантах Еврокомиссии и правительства Германии, как о возможности поддержки международного трансфера технологий.

О плюсах и минусах инвестирования в российские проекты ВИЭ рассказал П. Логис, генеральный директор компании Windlifeenergy.

Кроме того, участники конференции заслушали доклады об особенностях планирования проектов ветродизельных систем в удаленных регионах, о развитии ветроэнергетических проектов в России на примере проекта в Курганской области, о проектах гибридных электростанций, ветродизельных парков, обсудили многие другие проблемы, касающиеся развития ВИЭ в России.

В конференции приняли участие представители RolandBergerStrategyConsultants, WindlifeEnergy BV, Международной финансовой корпорации, ОАО «ВетроОГК», AF-Mercados EMI, ЗАО «Норд гидро», ЗАО «Альтерэнерго», НП «Совет рынка», а также профильных департаментов Минэнерго России.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ КОНГРЕСС «БИОМАССА: ТОПЛИВО И ЭНЕРГИЯ – 2013»

16 – 17 апреля 2013 г., г. Москва

16 – 17 апреля 2013 года в Москве состоялся Международный конгресс «Биомасса: топливо и энергия – 2013», организованный Российской биотопливной ассоциацией (РБА), в котором приняли участие около 200 представителей аграрного и промышленного бизнеса, науки из 12 стран, включая такие страны как Казахстан, Украина, Азербайджан, Германия, Франция, Австрия, Бельгия, Нидерланды, Финляндия, Швеция.

В работе конгресса также приняли участие представители Министерств энергетики, экономического развития, промышленности и торговли России, института стратегических исследований, ОАО «Газпромбанк», научно-исследовательских институтов, ученые, производители и трейдеры зерна, сахарные компании, лесозаготовители и переработчики древесины, ЦБК, нефтеперерабатывающие компании, предприятия ЖКХ, сети АЗС, предприниматели, банки, венчурные компании, инвестиционные фонды, инжиниринговые компании, производители оборудования, представители региональной и федеральной власти, журналисты.

В рамках конгресса специалисты ведущих зарубежных и российских компаний-лидеров в области биотоплива и биоэнергии из стран, которые разрабатывают возобновляемые источники энергии для экономического развития, энергетической независимости и выдвигают творческие решения для защиты окружающей среды, обсудили проблемы действующего законодательства, государственной политики в области развития биоэнергетики, перспектив производства, использования жидкого и твердого биотоплива.

На конгрессе прозвучали доклады о перспективах российской биотопливной промышленности в контексте ВТО, о проблемах и перспективах производства авиационного биотоплива, о возможностях российского рынка в сфере производства и использования биогаза, о развитии биоэкономики в России.

Особое внимание было уделено внедрению инновационных технологий получения биотоплива второго поколения — топлива из непищевого сырья. В частности, по технологии

PROESATM в Италии завершено строительство завода по производству биоэтанола из целлюлозной биомассы.

Рассмотрены технологии и оборудование для переработки биомассы в топливо и химические продукты термохимическими методами (медленный и быстрый пиролиз, газификация и сжигание), а также технологии и оборудование для производства пеллет и брикет.

Доклад о практическом опыте Белгородской области по реализации проектов биоэнергетики сделал генеральный директор ОАО «Региональный Центр Биотехнологий» Алексей Орехов. Он рассказал, что Концепция развития биоэнергетики и биотехнологий была принята в Белгородской области еще в 2009 году. В 2012 году в промышленную эксплуатацию были запущены 2 биогазовые установки, выдающие электрическую энергию в энергосеть региона.

Зарубежные коллеги рассказали о методах оптимизации использования энергии в процессах производства биотоплива, об опыте и достижениях по переводу теплоэнергетики на биомассу в странах Скандинавии, о перспективах российских производителей и возможностях глобальной торговли пеллетами и щепой.

«В наше время мир все более разворачивается в сторону биоэкономики, создания новых возобновляемых видов энергии, и этот процесс необратим. Все большее количество стран осознает всю важность и практическую ценность происходящих изменений», — сказал президент Российской Биотопливной Ассоциации Алексей Аблаев. «Наш Конгресс дает возможность участникам обсудить новые проекты и вопросы государственного регулирования, встретиться с профессионалами в области строительства заводов, финансирования проектов, с непосредственными потребителями и представителями власти».

Участники конгресса отметили, что рациональное использование биомассы для получения топлива и энергии способствует не только развитию экономики и научного потенциала стран, избравших этот путь, но в перспективе — улучшению экологической ситуации благодаря сокращению выбросов двуокси углерода и метана в атмосферу планеты.