6209
H63

Библиотечка электротехника. 2012. № 10

В. Г. Николаев
С. В. Ганага
Э. М. Перминов

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Часть 2

ОТЕЧЕСТВЕННАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

(продолжение)

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК

Вниманию специалистов

Вышли в свет следующие выпуски

«Библиотечки электротехника»:

Пупин В. М. **Устройства защиты от провалов напряжения**

Костюшко В. А. **Анализ расчетных и экспериментальных оценок потерь мощности на корону на воздушных линиях электропередачи переменного тока**

Арцишевский Я. Л., Задкова Е. А., Кузнецов Ю. П. **Техперевооружение релейной защиты и автоматики систем электроснабжения предприятий непрерывного производства**

Долгополов А. Г. **Релейная защита управляемых шунтирующих реакторов**

Беляков Ю. С. **Распределенные параметры в расчетах режимов электрических систем**

Киреева Э. А. **Современные приборы и устройства для измерения и контроля состояния коммутационного электрооборудования в системах электроснабжения: Справочные материалы**

Киреева Э. А. **Современные приборы и устройства для контроля работоспособности электрооборудования в системах электроснабжения: Справочные материалы (части 1 и 2)**

Каргин С. В., Краснова А. Н., Бекбулатов Р. Р. **Управление качеством электроэнергии в распределительных сетях общего назначения**

Анчарова Т. В., Рашевская М. А. **Электроснабжение зданий (части 1 и 2)**

Ростик Г. В. **Поддержание живучести турбогенераторов**

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **«ПРЕССА РОССИИ». Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы**, а также в РЕДАКЦИИ.

Подписной индекс «Библиотечки электротехника» — *приложения к журналу «Энергетик»*

88983

Адрес редакции
журнала «Энергетик»:
115280, Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23.
Телефон (495) 675-19-06.
E-mail: energetick@mail.ru

620.9
Н63

Библиотечка электротехника

Приложение к журналу «Энергетик»

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 10 (166)

В. Г. Николаев
С. В. Ганага
Э. М. Перминов

19654/2

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Часть 2

ОТЕЧЕСТВЕННАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

(продолжение)

НиГРЭС
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БИБЛИОТЕКА

Москва
НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик»
2012

УДК 621.311.24
ББК 31.62
Н 63

Главный редактор журнала «Энергетик» А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

«Библиотечки электротехника»

И. И. Батюк (*зам. председателя*), К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев, В. А. Забегалов, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев, Н. В. Лисицын, В. И. Пуляев, А. И. Таджибаев

Николаев В. Г., Ганага С. В., Перминов Э. М.

Н 63 Состояние и перспективы развития мировой и отечественной ветроэнергетики. Часть 2 (продолжение). Отечественная ветроэнергетика. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2012. — 80 с.: ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик». Вып. 10 (166)].

Дан анализ опыта развития и достигнутого уровня современной мировой и отечественной ветроэнергетики.

Показаны роль и значение новых нетрадиционных технологий, возобновляемых и местных энергоресурсов и, прежде всего, ветроэнергетики.

Для специалистов-энергетиков, занимающихся вопросами нетрадиционной энергетики.

ISSN 0013-7278 © НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик», 2012

Предисловие

Наша страна намного раньше других стран — еще в 30 – 50-е годы XX века — начала активно заниматься использованием возобновляемых и местных энергоресурсов [1 – 4].

В ветроэнергетике в те годы были решены многие научно-практические вопросы создания и применения тысяч ветроэнергетических установок (ВЭУ), эксплуатировалось более 10 тыс. колхозных, районных малых гидроэлектростанций, сотни газогенераторов, «ходили» тракторы на «соломе» и автомобили на «дровах».

Технический потенциал ветровой энергии России оценивался свыше 1000 млрд кВт·ч/год, а экономический потенциал — в 260 млрд кВт·ч/год, т. е. около 25 % производства электроэнергии всеми электростанциями России в настоящее время.

В соответствии с определенными потребностями энергоснабжения многих северных, прибрежных и трудно доступных регионов страны от Мурманска до Магадана и Находки, Дагестана, Калмыкии, побережья Черного и Каспийского морей и выполненными тогда оценкам ветропотенциала страны было показано, что ВЭУ могут обеспечить электроэнергией и сэкономить в год до 10 млн т дорогого нефтяного топлива. Однако намечаемым планам помешала война. После Великой Отечественной войны ветроэнергетика успешно развивалась до начала необоснованных и волюнтаристских реформ в экономике во второй половине 50-х годов.

К сожалению, сегодня в практическом развитии ветроэнергетики Россия, как видно из материалов, приведенных в ч. 1, существенно отстала от большинства стран. Пока смонтировано и эксплуатируется около 50 экспериментальных и демонстрационных ВЭУ, в основном мощностью 100 – 300 кВт общей мощностью менее 15 МВт. В большинстве случаев это старые, бывшие в употреблении, зарубежные установки. Говорить об использовании установок малой мощности также нет особого смысла, так как речь

Таблица. **Планируемый рост производства электроэнергии в России на различных типах электростанций, млрд кВт·ч**

2008 г.	Электростанции	2030 г.
162,3	АЭС	370,5
166,2	ГЭС	212,7
698,9	ТЭС	1018,2
0,4	ВЭС	25,2
1027,8	**Всего**	**1626,6**

идет об опытных ВЭУ, требующих доработки, снижения стоимости, организации сервиса и т. д.

При этом необходимо различать крупные системные ВЭУ, работающие на мощную сеть и установки для децентрализованного энергоснабжения, как правило, меньшей мощности, но автономные, обеспечивающие поддержание необходимых напряжения и частоты тока. Причем второе направление для России имеет большее социальное и экономическое значение, так как до 70 % территории страны, где проживает до 20 млн человек, не имеет надежного гарантированного энергоснабжения, и там слабо развиты инфраструктура и производство. Вместе с тем, масштабы и темпы развития отечественной децентрализованной и возобновляемой энергетики крайне недостаточны для эффективного решения энергетических, экономико-социальных и экологических проблем многих регионов страны. Они значительно ниже большинства развитых стран, где долю новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в производстве электроэнергии планируется уже к 2020 г. довести до 10 – 20 % и более [3 – 7, 11, 13, 14]. В соответствии со стратегией развития электроэнергетики в нашей стране планировались следующие объемы производства электроэнергии в 2030 г. (см. табл.). При этом доля возобновляемой энергии возрастет к 2030 г. с 0,4 – 0,5 до 1,5 %.

В соответствии с Основными направлениями государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на период до 2020 г. целевым ориентиром на указанный период является увеличение относительного объема производства и потребления электрической энергии с использованием ВИЭ. Без учета крупных гидроэлектростанций установленной мощностью более 25 МВт документами 2008 – 2011 г. доля НВИЭ намечается 4,5 % в 2020 г. и около 8 % в 2030 г.

Для достижения запланированных объемов производства электроэнергии на базе ВИЭ необходимо к 2020 г. обеспечить ввод генерирующих объектов (малых ГЭС, ВЭС, приливных электростанций, геотермальных электростанций, тепловых электростанций, использующих биомассу в качестве одного из топлив, прочих видов электроустановок) суммарной установленной мощностью до 25 ГВт. Хотя и эти планы уже срываются.

С учетом выявленной потребности, имеющегося научно-технического задела и опыта важнейшей задачей развития отечественной ветроэнергетики сегодня является организация производства современных ВЭУ различной мощности для сетевого и автономного использования, организация их сервиса. При этом необходимо обеспечить конкурентноспособность отечественных производителей установок на мировом и внутреннем рынках.

Развитие ветроэнергетики в Испании, Индии, КНР, Монголии, других странах Азии, Латинской Америки, Африки начиналось и осуществляется путем производства ВЭУ совместно с ведущими фирмами Германии (Siemens, Enercon), Дании (Vestas), США (General Electrik) и т. д. Это делается путем создания совместных предприятий по производству ВЭУ предшествующих поколений или покупки лицензий на них со значительными ограничениями.

Такой путь развития ветроэнергетики неприемлем для России. Во-первых, практически все производимые в настоящее время за рубежом ВЭУ не рассчитывались на эксплуатацию в наших суровых природно-климатических и экономических условиях, характерных для большей части территории России. В соответствии с ГОСТ 15150–69 бóльшая часть нашей территории относится к зоне холодного климата. Это означает, что оборудование, устанавливаемое на открытом воздухе, должно сохранять работоспособность при температурах окружающей среды в диапазоне от +40 до –60 °С. При этом предъявляются достаточно жесткие требования к оборудованию наружной установки в целом и к его отдельным узлам. Следовательно, без специальной конструктивной, а возможно, и схемно-технологической доработки для условий России они не могут быть эффективно использованы. Требуется подогрев различных систем и узлов, применение специальных материалов.

Во-вторых, необходимо учитывать особенности нашей инфраструктуры и сложности организации обслуживания — большие расстояния, отсутствие необходимой дорожной сети, соответствующей строительно-монтажной техники, например транспорт-

ных средств большой грузоподъемности и автокранов грузоподъемностью 200 – 500 т и с длиной стрелы 50 – 100 м и более.

Проектные решения по размещению отдельных ВЭУ и ВЭС должны учитывать размеры нашей территории и разные климатические условия регионов. Они зависят от условий местности, типа и мощности ВЭУ, транспорта, технологии монтажа, условий обслуживания.

Анализ состояния электро- и теплоснабжения потребителей российского Севера и других отдаленных и труднодоступных регионов, где отсутствует централизованное энергоснабжение показывает, что:

- в большинстве населенных пунктов и производств в этих регионах электроснабжение осуществляется дизельными электростанциями, а теплоснабжение — малоэффективными местными котельными, работающими на дорогом привозном нефтяном топливе;
- установленное на ДЭС и котельных основное оборудование морально устарело и физически предельно изношено;
- объемы электроэнергии и тепла во многих населенных пунктах не обеспечивают электропотребления, определенного соответствующими современными нормативными или административными нормами;
- вырабатываемое котельными тепло часто используется не эффективно и не обеспечивает потребностей потребителей;
- тарифы на тепло и электрическую энергию достаточно высоки и их приходится дотировать;
- существующее энергообеспечение во многих случаях является сдерживающим фактором успешного социально-экономического развития регионов.

Применением энергоисточников, использующих возобновляемые и местные энергоресурсы, и прежде всего ВЭУ, работающих совместно с существующими или вновь устанавливаемыми дизель-агрегатами или другими энергоустановками сравнимой мощности на общую нагрузку, могут быть решены многие проблемы энергоснабжения и «северного завоза». Для этого требуется создание и применение блочных, мобильных автономных ВЭУ мощностью 5 – 30 и 50 – 300 кВт (для индивидуальных и некрупных потребителей), способных надежно и эффективно работать автономно, в сетях соизмеримой мощности, с дизельными агрегатами в составе ветро-дизельных энергетических комплексов (ВДЭК) и другими энергоустановками [4, 8, 12 – 14].

На основании выполненных авторами и с их участием исследований:

• разработаны методология и методика статистического моделирования ВЭП в России с комплексным использованием данных измерений ветра на МС и АС. С их помощью выявлены закономерности территориального, высотного, сезонного и суточного распределения ВЭП и определены регионы для эффективного использования ВЭУ различной мощности, более рационально расположенные по сравнению с ранее считаемыми приоритетными;

• показано, что технический ВЭП РФ, который сегодня оценивается в 11500 млрд кВт·ч/год превышает оценки, выполненные ранее, и в 11,5 раза — современное потребление электроэнергии в стране. При этом технический ВЭП Центрального, Северо-Западного, Приволжского и Южного федеральных округов, где проживает 73 % населения РФ, оценивается в 3450 млрд кВт·ч/год;

• разработаны методология и информационно-аналитическая и численная методика определения и анализа энергетической и экономической эффективности ветроэнергетики в месте размещения ВЭУ с погрешностью менее 14 – 15 % для равнинных и менее 18 – 24 % для территорий со сложными рельефом и подстилающей поверхностью;

• предложены типы и параметры ВЭУ и ВЭС, оптимальных для использования в российских климатических, производственных и экономических условиях: ВЭС установленной мощности 25 – 50 МВт на базе ВЭУ единичной мощности 1,5 – 3 МВт.

Полученные авторами результаты ресурсных, технических, энергетических и экономических исследований свидетельствуют о возможности при наличии в России нормативно-правовой базы широкомасштабного и эффективного использования ветроэнергетики с суммарной мощностью ВЭС на уровне 2030 г. до 30 ГВт в электроэнергетике, до 17 ГВт на транспорте, до 2 ГВт в сельском хозяйстве.

В брошюре использованы материалы работ, выполненных в ООО «Атмограф», ЗАО НПО «Нетрадиционная электроэнергетика», а также докторской диссертации В. Г. Николаева «Методология ресурсного и технико-экономического обоснования использования ветроэнергетических установок», 2012 г.

Замечания и пожелания по брошюре
просьба направлять по адресу:
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14.
Редакция журнала «Энергетик»

Авторы

Список терминов, сокращений и обозначений

АПК — аграрно-промышленный комплекс РФ

АС — аэрологическая станция

МС — метеорологическая станция

ВИЭ — возобновляемые источники энергии

ВК — ветроколесо ВЭУ

ВЭП — ветроэнергетический потенциал

ВЭР — ветроэнергетические ресурсы

ВЭС — ветроэлектрическая станция

ВЭУ — ветроэнергетическая установка

ГазЭС — электростанция на газе

ДЭС — дизельная электростанция

ЕС — Европейский Союз

ЕТР — Европейская территория РФ

ЛЭП — линия электропередачи

ПСА — пограничный слой атмосферы

ТЭО — технико-экономическое обоснование

ТЭР — топливно-энергетические ресурсы

$P_{т.п}$ — вероятность технических простоев

$P_{шт}$ — вероятность энергетических штилей

$H_б$ — высота башни (мачты) ВЭУ

$H_{ВК}$ — высота оси ветроколеса ВЭУ

$D_{ВК}$ — диаметр ветроколеса ВЭУ

P_T — мощность ВЭС за период T

НВИЭ — новые возобновляемые источники энергии (возобновляемая энергетика)

$\omega(\Delta V)$ — эмпирическая повторяемость скорости

$f(V)$, $G(V)$ — аналитические функции плотности вероятности распределения скорости ветра

$P(V)$ — рабочая характеристика ВЭУ (зависимость ее мощности от скорости ветра)

$V_р$ — скорость регулирования ВЭУ ($V_р \approx 10 \div 15$ м/с)

$V_{бур}$ — буревая скорость ВЭУ ($V_{бур} \approx 20 \div 30$ м/с)

$P_{ном}$ — номинальная мощность ВЭУ при $V_{ветра} = V_р$

$P_{ВЭУ}$ — располагаемая мощность ВЭУ

$\xi_{max} = C_{Pmax}$ — максимальная доля удельной мощности ветра, утилизируемая ВЭУ

I_n — индекс годовой инфляции

КИУМ $= P_{ВЭУ}/P_{ном}$ — коэффициент использования номинальной мощности ВЭУ, %

СХ — суточный ход

ГХ — годовой ход

$R_{ПВУ}$ — радиус подобия ветровых условий

ТГ — техническая готовность

ТП — технические простои

$T_{ок}$ — период окупаемости

$K_{нид}$ — коэффициент неидеальности работы ВЭУ (ВЭС)

GWEC — Global Wind Energy Council

EWEA — European Wind Energy Association

МЭА — Международная энергетическая Ассоциация

WWEA — World Wind Energy Association

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

Экономическая эффективность использования ВЭС в России

3.1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЭС

В настоящем параграфе описаны результаты определения экономических показателей ВЭС в субъектах РФ и доказательства экономической конкурентоспособности ВЭС по сравнению с традиционными для России тепловыми электростанциями. Методическая схема наиболее достоверной оценки экономических показателей ВЭС приведена на рис. 3.1.

Минимизация погрешностей расчета экономических показателей ВЭС из-за неопределенности долгосрочного прогноза эксплуатационных затрат на ВЭС и ТЭС при высоких темпах роста цен на электроэнергию (ЭЭ) и газ (основной энергоноситель в России) и инфляции, и при неустановленной правовой базе, достигается в методике построением стоимостных моделей капитальных $K_з$ и эксплуатационных $Э_з$ затрат на ВЭС с учетом их многолетнего изменения (хода). Наиболее реалистичные модели учета факторов экономики ВЭС основаны на допущении о росте $Э_з$ на ВЭС и закупочных цен $Ц_п$ на их электроэнергию пропорционально переменным по годам индексам инфляции $i_п$ и имеют нелинейный рекуррентный вид:

$$Э_{зп} = Э_{з1}(1 + \mu i_1)(1 + \mu i_2)\cdot\ldots\cdot(1 + \mu i_п); \qquad (3.1)$$

$$Ц_п = Ц_1(1 + \varepsilon i_1)(1 + \varepsilon i_2)\cdot\ldots\cdot(1 + \varepsilon i_п), \qquad (3.2)$$

где μ и ε — коэффициенты связи $Э_{зп}$ и $Ц_п$ с индексами инфляции $i_п$.

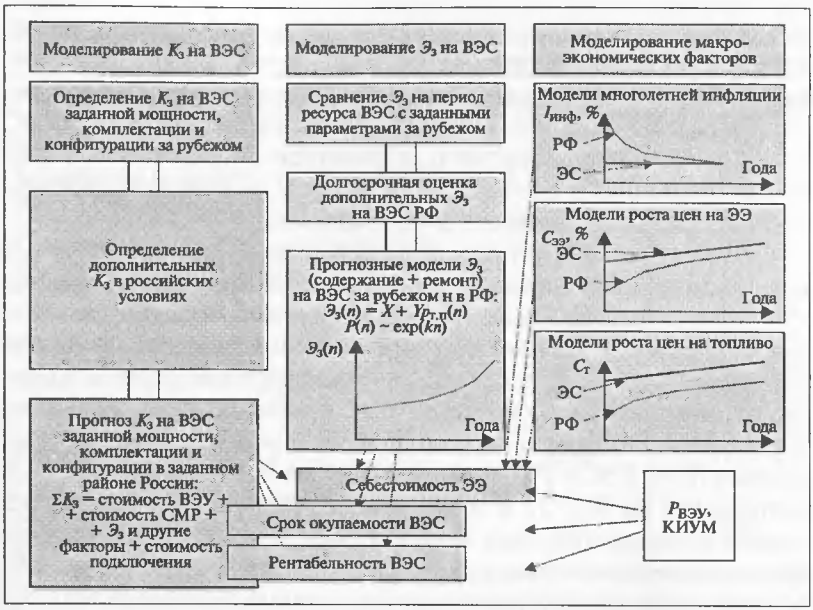

Рис. 3.1. **Структурная схема авторской методики определения экономических показателей ВЭС в заданном месте или районе Россин**

При изменяющихся со временем технических и эксплуатационных характеристиках ВЭС и инфляции их сроки окупаемости $T_{ок}$, рентабельность R и себестоимость электроэнергии $C_{ЭЭ}$ определяются с учетом (3.1) и (3.2) по соотношениям:

$$C_{ЭЭ} = \left(K_{з.уд} + \sum^{N} Э_{зп} \right) / \left(\sum^{N} E_n \right); \qquad (3.3);$$

$$T_{ок} = K_{з.уд} / \left[\sum^{N} E_n (Ц_{ЭЭп} - Э_{зп}) \right]; \qquad (3.4)$$

и

$$R = \left(\sum^{N} E_n Ц_{ЭЭk} \right) / \left(K_{з.уд} + \sum^{N} E_n Э_{зk} \right) - 1. \qquad (3.5)$$

Расчеты по (3.1) – (3.5) проводятся численно с учетом динамики выработки ЭЭ и денежных потоков и с учетом зависимости от инфляции, стоимости денег, эксплуатационных затрат и закупочных цен на ЭЭ. Согласно [109] неадекватный учет связей $Э_з$ на ЭС и цен на их электроэнергию с переменной по годам инфляцией может приводить к погрешностям более 10 – 13 % при прогнозе экономических показателей ВЭС (табл. 3.1).

Стоимостные модели $K_з$ и $Э_з$ на ВЭС основаны на зарубежных данных и проанализированных факторах их отличия в условиях РФ, обусловленных региональными климатическими, инфраструктурными и экономическими особенностями. С помощью численной модели $K_з$ проведены параметрические расчеты и анализ экономических показателей ВЭС при возможных значениях составляющих затрат и получены вероятностные прогнозы суммарных $K_з$ на ВЭС в РФ, по которым $K_з$ на ВЭС могут превышать зарубежные на 30 – 35 % и достигать 1700 евро/кВт. Разработка модели многолетнего хода $Э_з$ на ВЭС актуальна в связи с отсутствием достоверных методов прогноза $Э_з$ как за рубежом, так и в РФ. Модель построена авторами в предположении линейной связи $Э_{зn}$ с вероятностью простоев ВЭУ $p_{т.пn}$ в n-м году:

$$S_n = S_0 + \$p_{т.пn}, \qquad (3.6)$$

с использованием обобщенных данных о многолетнем ходе $Э_з$ на ВЭС в странах ЕС, для определения параметров модели S_0 и $\$$ (табл. 3.2).

Результаты моделирования эксплуатационных затрат $Э_з$ на ВЭУ 600 кВт по модели (3.6), приведенные курсивом в табл. 3.2, подтверждают качественную и количественную состоятельность модели. С учетом погрешности расчета $P_{т.п}$ (<5 %) максимальная погрешность моделирования $Э_з$ на ВЭУ 600 кВт на 20-м году не превышает 12 %.

Модель $Э_з$ (3.6) использована для прогноза многолетнего роста $Э_з$ на ВЭУ мощностью 2 МВт со значением параметра $Av_6 = 0{,}97$, максимальная погрешность прогноза $Э_з$ которой на 20-м году не более 9 %. Согласно модели $Э_з$ на ВЭУ 600 кВт выпуска 1990-х годов составляли около 42 % $K_з$ при росте $Э_з$ за 20 лет с 1,37 до 2,84 %/год от $K_з$, а для ВЭУ 2 МВт, установленных в 2004 г., — от 35,9 % (при $Av_6 = 0{,}96$) до 29,9 % (при $Av_6 = 0{,}97$) с ростом годовых $Э_з$ за 20 лет с 0,85 до 2,53 %.

Таблица 3.1. **Разброс оценок экономических показателей ВЭС при разных индексах инфляции i при коэффициенте дисконтирования $r = 10$ %, $\varepsilon = 1$, $\mu = 1$**

Показатель эффективности	Возможные значения		
	Минимум	Среднее	Максимум
Себестоимость ЭЭ ВЭС при $i = 0$ %, евро/(кВт·ч)	0,035	0,045	0,057
Себестоимость ЭЭ ВЭС при $i = 10$ %, евро/(кВт·ч)	0,038	0,048	0,061
Срок окупаемости капзатрат на ВЭС в годах при $i = 0$	21,9	28,6	63,4
Срок окупаемости капзатрат на ВЭС в годах при $i = 4$ %	16,0	20,9	46,3
Рентабельность проекта ВЭС за 20 лет при $i = 0$, %	–55,2	–23,8	21,1
Рентабельность проекта ВЭС за 20 лет при $i = 4$ %, %	–42,7	–3,1	53,4

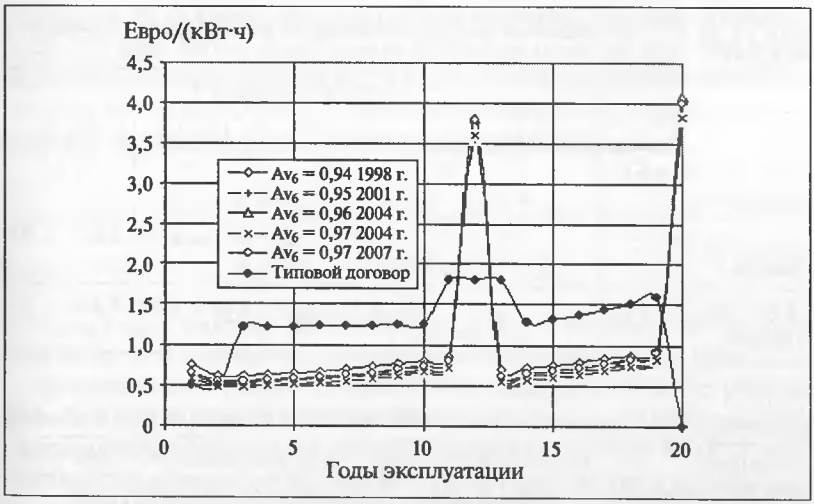

Рис. 3.2. **Эксплуатационные затраты на ВЭУ, евро/(кВт·ч)**

Полученные результаты согласуются с известными опытными данными (рис. 3.2). Рассчитанные по модели удельные $Э_з$ в силу

рыночных факторов почти вдвое ниже договорных цен на долгосрочное (до 10 лет) обслуживание ВЭС. Прогнозные эксплуатационные затраты на ВЭС в РФ согласно [109] превысят $Э_з$ в ЕС на 30 – 40 % из-за слабой ремонтной базы, дорогой перевозки, инфляции и индексации заработной платы с ее высокой долей в $Э_з$ (до 50 %). Связь $Э_з$ на ВЭС с переменной инфляцией I_n описывается моделью инфляции:

$$I_n = (I_0 - I_\infty)\exp(-k_1 n) + I_\infty, \qquad (3.7)$$

где I_0, I_n и I_∞ — индексы инфляции в год пуска ВЭС, в n-й и 20-й года эксплуатации.

Модель (3.7) использована для выявления и анализа экономических показателей ЭС и их значимых трендов. Результаты моделирования зависимости себестоимости электроэнергии ВЭС от параметров инфляции при разных ее сценариях в РФ и ЕС даны в табл. 3.3. Разброс средних $Э_з$ за 10 лет на ВЭС России при измене-

Таблица 3.2. **Многолетний ход среднегодовых $Э_з$ на ВЭУ разных поколений, % $K_з$ [1]**

Тип ВЭУ	Годы эксплуатации				
	1 – 2	3 – 5	6 – 10	11 – 15	16 – 20
ВЭУ 600 кВт в ЕС (практика)	1,0	1,9	2,2	3,5	4,5
ВЭУ 600 кВт в ЕС (модель)	—	*1,88 – 1,92*	*2,11 – 2,26*	*4,21 – 4,73*	*4,42 – 5,09*
ВЭУ 2000 кВт в ЕС (модель)	—	*1,87 – 1,94*	*2,20 – 2,33*	*4,04 – 4,47*	*4,44 – 4,96*

Таблица 3.3. **Зависимости от инфляции средних за 20 лет $Э_з$ на ВЭС в ЕС и РФ**

Начальная инфляция в РФ в 2010 г., %	$Э_з$ в ЕС, евроцент/(кВт·ч)	Инфляция в ЕС = const = 1,5 %				Инфляция в ЕС = const = 3 %		
		Время падения инфляции РФ до уровня ЕС в годах						
		4	7	10	13	4	7	10
10	2,22	2,60	2,76	2,92	3,08	2,91	3,06	3,20
6	2,22	2,53	2,61	2,69	2,77	2,83	2,89	2,95

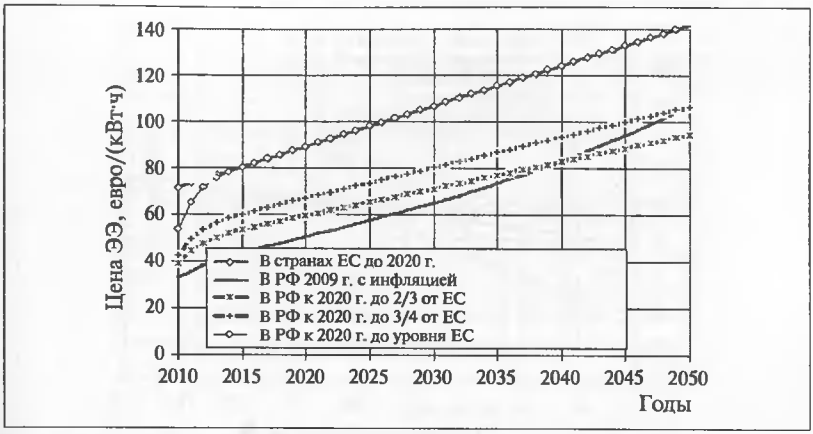

Рис. 3.3. **Расчетные прогнозные модели роста цен на электроэнергию**

нии параметров (3.7) составляет 16 – 20 % против примерно 4 % для ВЭС в ЕС с малой инфляцией.

Доходная составляющая ВЭС согласно модели определяется выручкой за ЭЭ или экономией замещенного топлива. Полагалось, что при любом допустимом сценарии цены на топливо в РФ ограничены сверху ценами ЕС, а снизу — сегодняшними ценами с последующим их ростом с темпом инфляции. Рост тарифов и цен на ЭЭ ε_n и топливо f_n описывается моделями вида:

$$\varepsilon_n = (\varepsilon_0 - \varepsilon_\infty)\exp(-K_\varepsilon n) + \varepsilon_\infty; \qquad (3.8)$$

$$f_n = (f_0 - f_\infty)\exp(-K_f n) + f_\infty, \qquad (3.9)$$

где ε_0, ε_n и ε_∞ — индексы цен на ЭЭ, а f_0, f_n и f_∞ — индексы цен на газ в году ввода ВЭС, в n-м году и последнем году эксплуатации (рис. 3.3).

Методика прогноза экономических показателей ЭС с учетом возможных сценариев и нелинейности моделей реализована в [13] программой их расчетов и сравнительного анализа на ПЭВМ, выдающей на выходе в цифровом и графическом виде временные ряды затрат, доходов и их балансов (ежегодных, суммарных к n-му году и средних за срок их работы) и расчетные значения себестоимости электроэнергии, $T_{ок}$ и рентабельность ЭС.

Разработанной численной методикой решен ряд методических и практических задач. С ее помощью в [109] исследована чувстви-

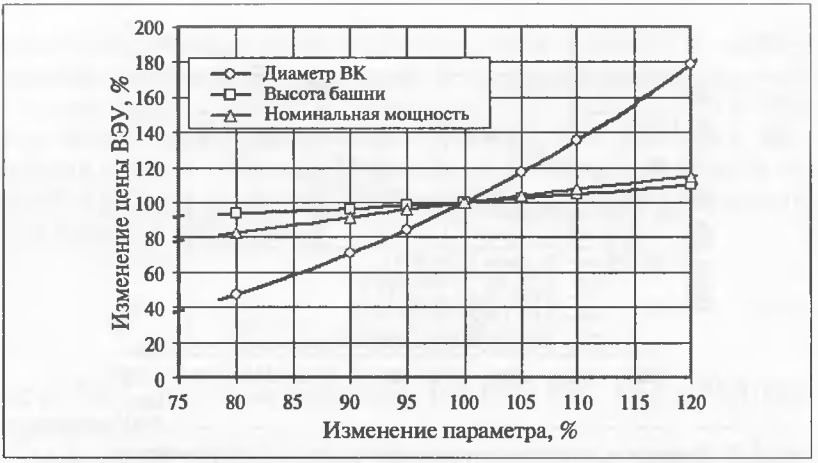

Рис. 3.4. **Чувствительность цены ВЭУ к изменению ее геометрия и мощности**

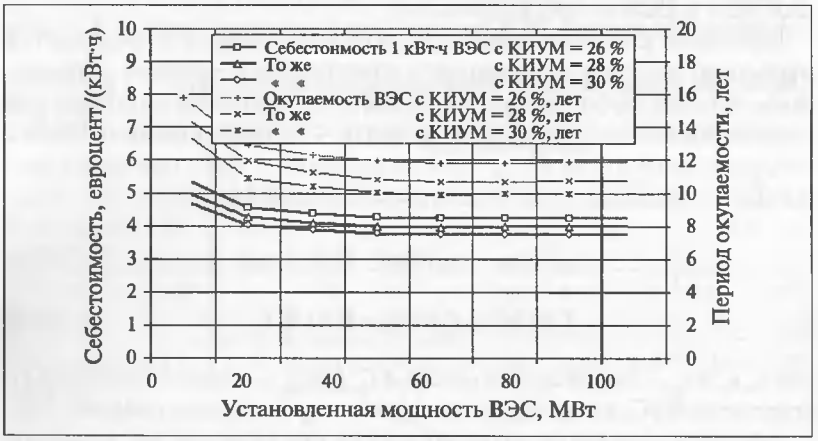

Рис. 3.5. **Зависимость себестоимости ЭЭ ВЭС от ее мощности**

тельность моделей $K_з$ и $Э_з$ ВЭС к изменению определяющих их факторов: КИУМ, $K_{т.г}$, стоимости ВЭУ, электрических подстанций, внутренних и магистральных ЛЭП и дорог, а также наиболее трудно прогнозируемых цен на газ и электроэнергию и инфляции (рис. 3.4 – 3.6). Установлено, что неопределенность сценариев их

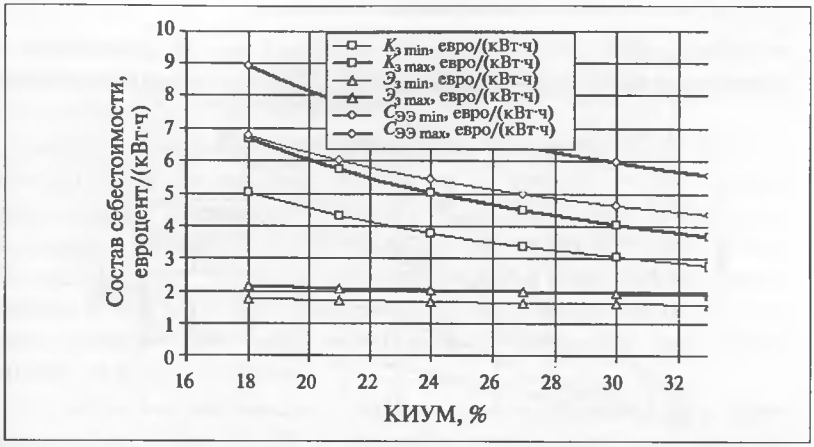

Рис. 3.6. **Зависимость себестоимости ЭЭ ВЭС от их КИУМ**

роста в РФ и в ЕС может приводить к погрешностям прогноза баланса на ТЭС и ВЭС до 50 %. Количественное уменьшение себестоимости электроэнергии ВЭС с ростом их мощности проиллюстрировано на рис. 3.5 [109].

Согласно моделям наиболее экономически эффективными в РФ будут ВЭС суммарной установленной мощностью не менее 50 МВт и выше на базе ВЭУ мощностью не менее 1,5 МВт с КИУМ ≥ 30 %. Зависимость экономических показателей ВЭС и диапазонов их изменения от цен на их электроэнергию дана на рис. 3.6.

3.2. ВОЗМОЖНЫЕ ВАРИАНТЫ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ВЭС В РФ

В работе [109] дан анализ возможных и выбор наиболее эффективных для России схем закупочных цен на электроэнергию ВЭС — необходимого условия широкомасштабного их использования. Закупочная цена на ЭЭ ВЭС определялась как сумма цен на ЭЭ на оптовом рынке (ОЦР) (около 3 евроцентов/(кВт·ч) в 2010 г.), растущем в последующие годы согласно модели (3.8), и надбавок: постоянных (базовые — 4,3 руб./(кВт·ч) на базовый (10 лет) срок (*схема 1*), равных цене замещенного на ВЭС газа в РФ (*схема 2*) или экспортных (*схема 3*).

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ БИБЛИОТЕКА

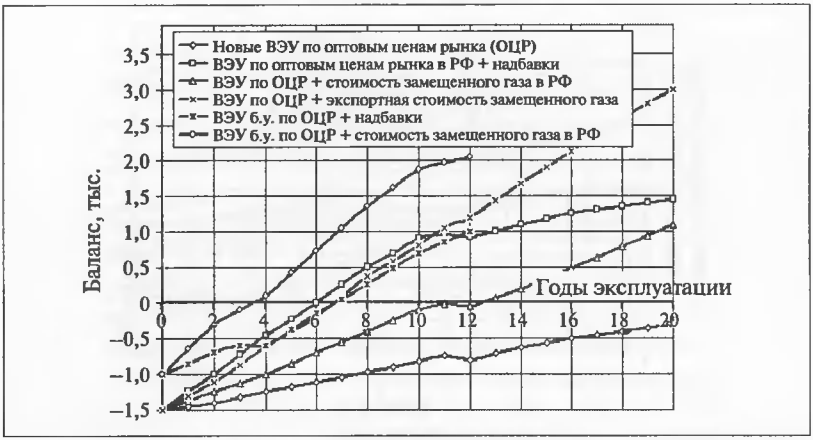

Рис. 3.7. **Балансы ВЭС с КИУМ = 30 % при разных закупочных ценах на ЭЭ**

На рис. 3.7 приведены выявленные зависимости 20-летнего накопления удельного баланса расходов – доходов на ВЭС с КИУМ = 30 % и $K_з \approx 1500$ евро/кВт, не окупаемых за 20 лет при покупке их ЭЭ по ценам оптового рынка без надбавок.

Схема 1 обеспечивает сроки окупаемости примерно 6 лет для ВЭС с КИУМ = 30 % при рентабельности за 10 и 20 лет 65–70 % и около 100 %.

По окончании срока действия надбавок (10 лет) прибыль ВЭС снижается до 3,0 – 3,5 % в год, уменьшая стимулы к дальнейшему содержанию ВЭС. Малые сроки окупаемости $T_{ок}$ ВЭС схемы 1 не стимулируют к повышению их КИУМ в отличие от схемы 2 с замещением топлива, которая ограничивает инвестирование средств в ВЭС с КИУМ <25 %.

По *схеме 2* $T_{ок}$ ВЭС составит 11 – 12 лет при итоговой за 20 лет рентабельности (в приведенных к уровню 2009 г. ценах) более 80 %. *Схема 3* обеспечивает $T_{ок}$ ВЭС 6,5 – 7 лет при итоговой за 20 лет рентабельности до 200 %. Схема 1 может провоцировать к установке ВЭС по схеме «Second hand» с уменьшенным ресурсом или дешевых ВЭУ невысокого качества (см. рис. 3.7 с расчетными данными по ВЭУ б.у., отработавшими 8 лет, и стоимостью 50 % стоимости новых).

К концу срока действия надбавок итоговая за 10 лет рентабельность ВЭС составит примерно 120 % и к этому же времени истека-

ет остаточный ресурс ВЭУ б.у., после чего ВЭС демонтируется. Негативным следствием при этом является отсутствие стимулов к отечественному производству ВЭУ.

Анализ зависимости экономической эффективности ВЭС от региональных цен на электроэнергию на оптовом рынке выявил существенное снижение прибыли от ВЭС при малых ценах оптового рынка, не способствующее их использованию в Сибири и на Дальнем Востоке. Увеличенные надбавки для северных и приравненных к ним регионов с повышенной трудностью строительства и эксплуатации ВЭС согласно выводам [109] недостаточно стимулируют их использование.

С учетом полученных результатов, при универсальной и организационно реализуемой схеме, обеспечивающей полноценное использование технических и экономических достоинств ВЭС, предлагается разработанная авторами для ВЭС система надбавок к цене электроэнергии оптового рынка, равных стоимости замещенного газа. Эти надбавки стимулируют выбор технологий производства электроэнергии, замещающих органическое топливо, и восполняют при его экспортной реализации затраты по оплате электроэнергии ВЭС.

3.3. СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЭС И ТРАДИЦИОННЫХ РОССИЙСКИХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Ниже даны результаты проведенного в [109] сравнительного анализа экономических показателей вновь строящихся ВЭС и электростанций на газе (ГазЭС). Результаты моделирования нарастающих за 20 лет итогов балансов доходов и расходов на гипотетически введенных в 2012 г. и равных по выработке ГазЭС номинальной мощностью 100 МВт (КИУМ = 55 %, $K_з$ = 1260 евро/кВт, $Э_з$ = 15 евро/(МВт·ч) и ВЭС мощностью 183 МВт (КИУМ = = 30 %, $K_з$ = 1660 евро/кВт, $Э_з$ = 18 евро/(МВт·ч) при цене поставляемого на ГазЭС газа — 120 евро/т (уровень цен 2011 г.) и экологических штрафах 20 евро/т CO_2, даны на рис. 3.8 и в табл. 3.4.

Согласно расчетам при наиболее вероятном сценарии роста цен на газ в России — их выходе на «равнодоходные» с экспортными (около 65 – 70 % цен ЕС), рост себестоимости электроэнергии

на ГазЭС РФ приведет к росту тарифов на электроэнергию до 75 – 80 % цен ЕС [109]. Из-за низких цен на электроэнергию на оптовом рынке и высоких цен на газ в России и более высоких капитальных затрат на ВЭС, чем на ГазЭС, производство электроэнергии на строящихся ГазЭС и ВЭС при возможных сценариях роста цен на газ и электроэнергию при ее закупке по ценам оптового рынка убыточно и влечет за собой рост тарифов для их покрытия.

Перераспределение доходов с продаж замещенного газа допускает иные схемы возмещения расходов на ВЭС. При передаче выручки с продаж газа на экспорт или в РФ в пользу ВЭС, она окупается за 7 и 9 лет соответственно, обеспечивая итоговую рентабельность до 100 % (см. рис. 3.8) при их себестоимости на 20 % ниже, чем у ГазЭС.

В табл. 3.5 [109] дан прогноз финансовых итогов участников 20-летнего производства и потребления электроэнергии при различных ценах на газ: ВЭС и ГазЭС (генератора и продавца электроэнергии), Газпрома (поставщика газа), государства (в лице получателя и распорядителя налогов) и потребителей электроэнергии. Доходы государства образуются за счет НДС с продаж ЭЭ и топлива на российском рынке или налоговых пошлин от экспорта газа. Затраты на экологию отнесены на счет ГазЭС.

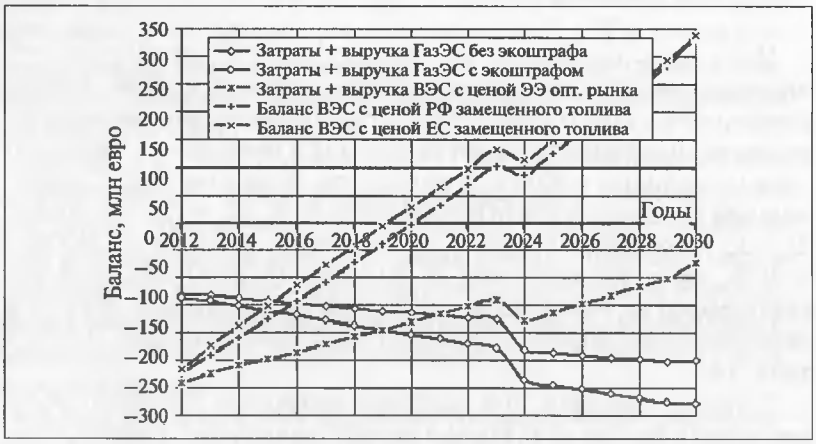

Рис. 3.8. **Балансы доходов-затрат на ВЭС и ГазЭС равной производительности**

Таблица 3.4. **Прогнозные экономические показатели выработки электроэнергии на ГазЭС и ВЭС при различных сценариях роста цен на газ в долях от европейских (R/E)**

Показатель	Сценарий							
	$f_{R/E} = 1/2$		$f_{R/E} = 2/3$		$f_{R/E} = 3/4$		$f_{R/E} = 4/5$	
	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС
Присоединение к сети, млн евро	–10,05	–18,33	–10,05	–18,33	–10,05	–18,33	–10,1	–18,3
Капитальные затраты, млн евро	–126,7	–304,4	–126,7	–304,4	–126,7	–304,4	–126,7	–304,4
Затраты на эксплуатацию, млн евро	–136,1	–140,6	–136,1	–140,6	–136,1	–140,6	–136,1	–140,6
Затраты на топливо (газ), млн евро	–213,7	0	–283,8	0	–319,6	0	–339,9	0
Экоштраф за выброс CO_2, млн евро	–81,4	0	–81,4	0	–81,4	0	–81,4	0
Суммарные затраты, млн евро	–567,9	–463,4	–638,0	–463,4	–673,8	–463,4	–694,1	–463,4
Выручка за ЭЭ, млн евро	294;7	294,7	329,8	329,8	347,7	347,7	357,8	357,8
Баланс расходов-выручки, млн евро	–273,2	–168,7	–308,3	–133,6	–326,2	–115,7	–336,3	–105,6
Экспортная цена газа, млн евро		346,3		346,3		346,3		346,3
Себестоимость ЭЭ ЭС, евро/(кВт·ч)	0,056	0,052	0,064	0,052	0,067	0,052	0,070	0,052
Топливная составляющая, %	42,1	0	49,1	0	52,1	0	53,6	0
Окупаемость по цене газа в РФ, лет	Нет	17,4	Нет	12,9	Нет	10,2	Нет	9,6

Источником доходов ЭС является выручка за проданную электроэнергию. Доходы Газпрома определены по стоимости газа в РФ за вычетом НДС или как экспортная стоимость газа за вычетом транспортных затрат и экспортных пошлин. Расходы потребителей призваны покрыть затраты на производство электроэнергии. Согласно расчетам обеспечение безубыточности ГазЭС требует увеличения цен оптового рынка минимум вдвое с соответствующим ростом тарифов на электроэнергию, что противоречит социальной и экономической политике государства по развитию отечественного производства. Без использования ВЭС с ростом параметра $f_{R/E}$ существенно растет баланс Газпрома и менее значительно — государства, но растет и убыточность ГазЭС, требующая для своего покрытия роста тарифов. Баланс потребителей электроэнергии ГазЭС при росте параметра $f_{R/E}$ меняется с 0,4 (уровень 2008 г.) до 0,7 (уровень 2013 г.), т. е. в 1,5 раза [109].

На рис. 3.9 приведены зависимости себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ВЭС и ГазЭС при разных их вкладах в выработку.

С ростом цен на газ себестоимость электроэнергии ГазЭС линейно растет и при отношении цены на газ в России к ценам на газ в странах ЕС $f_{R/E} > 0{,}5$ (достигнут в 2010 г.) превышает уровень ВЭС. Таким образом, замена на ВЭС части ГазЭС позволяет сдерживать рост себестоимости ЭЭ в России, что возможно благодаря наличию востребованных за рубежом запасов газа и разнице цен на него на внутреннем и внешнем рынке и эффективному распределению средств, вырученных за счет экспортной продажи заме-

Таблица 3.5. **Итоговые за 20 лет финансовые балансы, млн евро контрагентов ТЭК РФ при выработке ЭЭ на ГазЭС и ВЭС при ценах газа на оптовом рынке РФ в долях от рынка ЕС (R/E)**

Показатель	Сценарий							
	$f_{R/E} = 1/2$		$f_{R/E} = 2/3$		$f_{R/E} = 3/4$		$f_{R/E} = 4/5$	
	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС
Госбюджет	102,2	187,3	114,8	187,3	121,3	187,3	124,9	187,3
Газпром	175,2	242,4	232,7	242,4	262,1	242,4	278,7	242,4
Электростанции	–224,0	–138,3	–252,8	–109,6	–267,5	–94,9	–275,8	–86,6
Потребитель	–501,4	–568,0	–600,4	–539,3	–650,9	–524,6	–679,4	–516,3

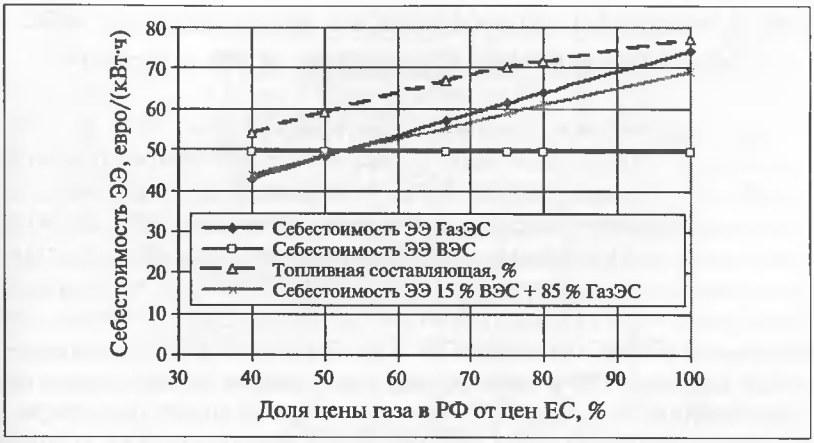

Рис. 3.9. **Себестоимость ЭЭ при разных сценариях роста цен на газ и долях ГазЭС и ВЭС в выработке ЭЭ**

щенного на ВЭС газа. Баланс Газпрома и государства при этом возрастает соответственно в 1,2 и 1,8 раза при $f_{R/E} = 0{,}55$ (уровень 2011 г.). При этом все участвующие в производстве и потреблении ЭЭ стороны оказываются заинтересованными в использовании ВЭС. В выигрыше окажутся Газпром (+ 50 млн евро) и государство (+80 млн евро), чей дополнительный доход позволяет финансировать ВЭС мощностью до 80 МВт.

Для достижения компромисса интересов государства, Газпрома, производителей и потребителей электроэнергии оптимальной стратегией ценообразования для российского ТЭК является, по оценкам авторов, вывод отпускных цен на газ для ГазЭС на уровень $f_{R/E} \approx 0{,}6$ и дальнейшее их удержание на этом уровне, обеспечивая соотношение цен на электроэнергию в РФ и ЕС на уровне 0,75, что согласно [109] реально с учетом развития инфраструктуры, имеющихся мощностей и планов производства ТЭК, заинтересованности в наращивании экспортного потенциала и необходимости создания льготных условий по энергообеспечению отечественного производителя.

3.4. ПОТЕНЦИАЛ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫХ ВЭС ПО ФЕДЕРАЛЬНЫМ СУБЪЕКТАМ И РФ В ЦЕЛОМ

Для определения экономически эффективных ВЭС в [109] предложен способ, основанный на расчете возможных объемов выработки электроэнергии ВЭС, отвечающей двум критериям. Согласно первому себестоимость электроэнергии ВЭС должна быть ниже, чем у наиболее экономичных в данном районе альтернативных вновь строящихся электростанций. Согласно второму целесообразный суммарный объем вводимых ВЭС, отвечающих первому условию, ограничен 20 % от ожидаемой к 2030 г. потребности субъекта РФ в электроэнергии с учетом технологических ограничений по вводу ВЭС. При этом в силу хозяйственно-финансовой разобщенности региональных энергетических компаний и в целях минимизации потерь электроэнергии ВЭС при ее транспортировке полагалось, что основная часть выработки ВЭС, расположенных на территории субъекта РФ, потребляется им же.

Пороговое значение себестоимости электроэнергии ВЭС, определяющее их достаточную экономическую эффективность, принято равным 60 евро/(МВт·ч), исходя из минимальной себестоимости электроэнергии вновь строящихся в России газовых ТЭЦ, составляющей, по оценкам [109], не менее 65 евро/(МВт·ч) с учетом вывода цен на газ в России на уровень «равнодоходных», складывающихся из капитальной [(130 – 145 евро/(МВт·ч)], топливной [(36 – 44 евро/(МВт·ч)] и эксплуатационной [(16 – 18 евро/(МВт·ч)] составляющих. Согласно [109] (рис. 3.10 и 3.11), себестоимость электроэнергии ВЭС возрастает с ростом затрат на строительство ЛЭП (35 – 110 кВ) от ВЭС до действующих комплектных трансформаторных подстанций (КТП) и дорог от ВЭС до ближайших автострад, пропорциональных их протяженности. Дополнительные расходы возникают при необходимости возведения трансформаторных подстанций (ТП).

Капитальная и эксплуатационная части себестоимости электроэнергии ВЭС с КИУМ ≥30 % составляют в сумме 45 – 50 евро/(МВт·ч), поэтому суммарные затраты на магистральные ЛЭП, дороги и ТП не должны превышать 15 – 10 евро/(МВт·ч), что ограничивает максимальную удаленность ВЭС от существующих ТП и от ЛЭП единой энергетической сети (ЕЭС) России при необходимости дополнительного строительства ТП. В первом

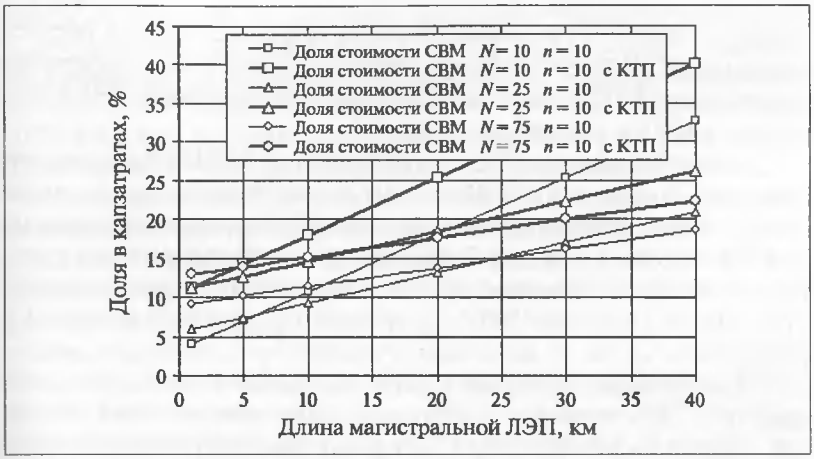

Рис. 3.10. **Зависимость долей стоимости электросетей ВЭС из N ВЭУ от длины магистральной ЛЭП $L_{вэс}$ при расстоянии между ВЭУ $n \cdot D$**

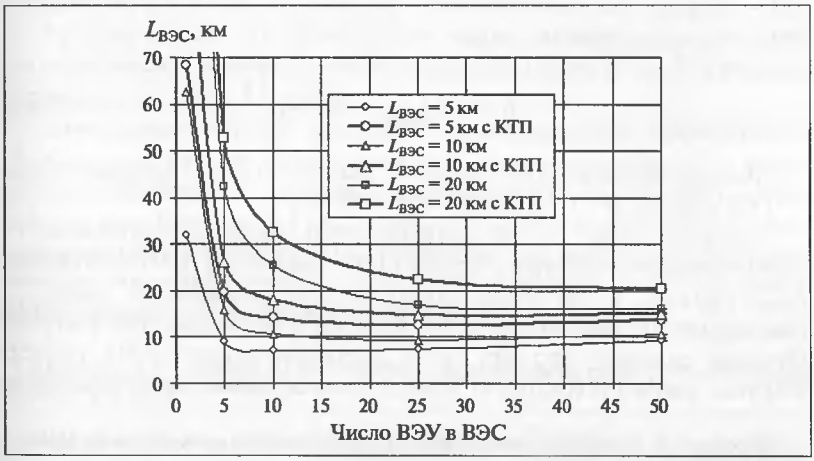

Рис. 3.11. **Зависимость долей стоимости системы выдачи мощности ВЭС от числа ВЭУ (2 МВт) и длины магистральной ЛЭП $L_{ВЭС}$**

случае максимальная площадь территории $S_{ВЭС}$, занимаемой ВЭС, экономически конкурентных с ГазЭС, оценивается как

$$S_{ВЭС} = N_{ТП} \cdot 3{,}14 (L_{max})^2,$$

где $N_{ТП}$ — число ТП в районах России с ветропотенциалом, обеспечивающем КИУМ ≥30 %. Предельные значения протяженности магистральных ЛЭП и дорог для ВЭС с разными базовыми ВЭУ определены в [109] и приведены в табл. 3.6.

Средняя мощность ВЭС принята равной 50 МВт при средней единичной мощности ВЭУ 2 МВт и расстоянии между ними $10D_{ВК}$. Энергетическая эффективность ВЭС рассчитана исходя из КИУМ = 30 %. С учетом более густой дорожной сети по сравнению с высоковольтной сетью соотношение протяженности строящихся для ВЭС ЛЭП $L_{ЛЭП}$ и дорог $L_{дор}$ принято равным 3:1 [109].

Минимальная суммарная мощность экономически эффективных ВЭС рассчитана в [109] для случая строительства ТП на 110 кВ для каждой ВЭС. При этом расчетные допустимые по принятым экономическим ограничениям удаленности ВЭС от действующих ТП или ЛЭП ЕЭС РФ и основных автотрасс меняются в зависимости от типа и стоимости ВЭУ в пределах 18,0 – 32,4 км и 6,0 – 10,8 км соответственно. Экономическая эффективность ВЭС оценена неравенством:

$$18 \text{ км} \le L_{max} \le 26 \text{ км}. \qquad (3.10)$$

Использованные для расчетов данные о ЛЭП напряжением 110 кВ и выше и ТП приведены в табл. 3.7.

Согласно табл. 3.7 и данным [110] средняя плотность по территории РФ высоковольтных (110 кВ и выше) ЛЭП составляет 0,027 км/км^2, а на территориях централизованного электроснабжения (с площадью 5 – 6 млн км^2) — около 0,06 км/км^2. Отсюда следует, что до 72 % высоковольтных ЛЭП (около 330 тыс. км) и ТП (около 4750 шт.), допускающих присоединение

Таблица 3.6. **Предельно допустимые удаленности ВЭС мощностью 50 МВт от ЛЭП ЕЭС РФ**

Максимальная удаленность ВЭС, км	Тип базовых ВЭУ				
	Vestas V-80 2 МВт	Siemens SWT-82 2,3 МВт	Suzlon S-88 2,1 МВт	Enercon E-82 2,05 МВт	Furhlander FL 2500-91
От ЛЭП ЕЭС РФ	29,5	30,1	26,4	32,4	31,2
От основных дорог	9,8	10,0	9,1	10,8	10,4

ВЭС, приходится на регионы плотного проживания россиян (Центральный, Приволжский, Южный, часть Северо-Западного и Уральского и малая часть Сибирского и Дальневосточного федеральных округов), и на каждую ТП приходится около 1050 км^2, или круговая территория с радиусом 18,3 км, что не превышает 18 – 26 км, определенных неравенством (3.10).

Необходимыми условиями достижения максимальной энергетической эффективности и минимизации затрат при строительстве и эксплуатации ВЭС являются благоприятный рельеф, «подстилающая» поверхность и транспортная доступность. Это условие согласно [109] выполняется на посевных площадях в районах плотного проживания населения (в зонах централизованного электроснабжения). Эти территории предлагаются в качестве оптимальных полигонов для размещения ВЭС. Суммарные посевные площади РФ взяты из официальных источников [120 – 123] и в предположении возможностей использования под ВЭС 50 % посевных площадей 1990 г., удовлетворяющих условию КИУМ ≥ 30 %, составляет около 110 тыс. км^2, или около 0,65 % территории страны.

Рассчитанные по описанным выше алгоритмам значения экономически эффективных ВЭС по субъектам РФ и РФ в целом приведены в табл. 3.8 [109].

Оцененный в [109] потенциал экономически эффективных ВЭС (с прогнозной себестоимостью электроэнергии ВЭС менее 50 евро/(МВт·ч) и сроками окупаемости 10 – 12 лет) равен 1150 млрд кВт·ч, что в 12 раз больше технологически допустимых суммарных мощностей ВЭС в России, превышает потребление электроэнергии в стране в настоящее время и может составить 70 % ожидаемого потребления в 2030 г.

Таблица 3.7. **Данные [110] о состоянии высоковольтных (110 кВ и выше) ЛЭП РФ в 2004 г.**

Напряжение, кВ	Протяженность, тыс. км	Установленная мощность КТП, млн кВ·А	Среднее расстояние между КТП, км	Число КТП в России, шт.
110 + 150	299,1	248,0	25	6000
220	100,7	185,6	100	500
≥330	54,2	140,4	250	100
Всего:	**454,0**	**574**	—	**6600**

Таблица 3.8. **Потенциал экономически эффективных ВЭС по административным субъектам РФ**

Субъекты РФ	Средний эффективный КИУМ V90, %	Посевные площади под ВЭС, тыс. км^2	Число ВЭУ V100, 3 МВт на побережьях	Суммарная мощность ВЭС, ГВт	Суммарная выработка ВЭС, млрд кВт·ч/год
Центральный АО					
Брянская обл.	29,0	6,46	7461	22,38	56,86
Воронежская обл.	29,5	7,47	8622	25,87	66,84
Калужская обл.	33,6	4,60	5307	15,92	46,86
Курская обл.	29,0	9,28	10713	32,14	81,64
Липецкая обл.	29,5	7,57	8738	26,21	67,74
Орловская обл.	29,0	7,85	9061	27,18	69,06
Смоленская обл.	30,3	7,20	8310	24,93	66,17
Тамбовская обл.	29,5	5,17	5971	17,91	46,29
Тверская обл.	30,2	7,38	8518	25,55	67,60
Итого	**—**	**62,95**	**72701**	**218,10**	**569,08**
Северо-Западный АО					
Архангельская обл. (Побережье)	29,0	—	660	1,980	5,03
Калининградская обл. (Побережье)	30,0	—	80	0,240	0,63
Ленинградская обл. (Побережье)	29,0	—	240	0,720	1,83
Мурманская обл. (Побережье)	31,0	—	720	2,160	5,87
Республика Карелия (Побережье)	29,0	—	450	1,350	3,43

Ненецкий АО (Побережье)	30,0	—	540	1,620	4,26
Итого	**—**	**—**	**2690**	**8,07**	**21,04**
		Южный АО			
Астраханская обл.	32,4	1,62	1871	5,61	15,93
Волгоградская обл.	32,6	7,70	8892	26,67	76,18
Республика Калмыкия	30,7	3,64	4198	12,60	33,87
Краснодарский край (Побережье)	32,5	—	300	0,900	2,56
Ставропольский край (Армавирский коридор)	29,0	5,72	6610	19,83	50,38
Ростовская обл. (Побережье)	33,4	—	280	0,840	2,46
Итого	**—**	**18,68**	**22152**	**66,46**	**181,38**
		Приволжский АО			
Оренбургская обл.	29,0	5,57	6432	19,30	49,02
Пермский край	30,7	9,25	10684	32,05	86,20
Итого	**—**	**14,82**	**17116**	**51,35**	**135,22**
		Уральский АО			
Курганская обл.	30,7	4,40	5082	15,25	41,00
Свердловская обл.	30,4	2,53	2918	8,75	23,31
Ямало-Ненецкий АО	29,0	0,40	720	2,160	5,49
Итого	**—**	**7,33**	**8720**	**26,16**	**69,80**

Окончание табл. 3.8

Субъекты РФ	Средний эффективный КИУМ V90, %	Посевные площади под ВЭС, тыс. км^2	Число ВЭУ V100, 3 МВт на побережьях	Суммарная мощность ВЭС, ГВт	Суммарная выработка ВЭС, млрд кВт·ч/год
		Сибирский АО			
Алтайский кр. (Кулундинская степь)	29,0	2,32	2660	8,97	20,60
Новосибирская (Барабинская степь)	30,3	3,44	3977	11,93	31,67
Омская обл.	29,2	6,24	7209	21,63	55,32
Тюменская обл.	29,7	1,63	1887	5,66	14,73
Долгано-Ненецкий АО (Побережье)	31,0	—	420	1,260	3,42
Итого	—	**11,32**	**16173**	**49,48**	**125,74**
		Дальневосточный АО			
Камчатская обл. (Побережье)	31,0	—	1350	4,050	11,00
Магаданская обл. (Побережье)	29,0	—	700	2,100	5,33
Приморский край (Побережье)	29,0	—	1020	3,060	7,77
Сахалинская обл. (Побережье)	31,0	—	1440	4,320	11,73
Хабаровский край (Побережье)	29,0	—	780	2,340	5,94
Чукотский АО (Побережье)	31,0	—	1020	3,060	8,31
Итого	—	—	**6310**	**18,93**	**50,09**
По РФ в целом	—	—	**145842**	**438,52**	**1152,35**

Таким образом, масштабы экономически выгодного использования ВЭС в России с учетом установленных их экономических преимуществ над ТЭС и имеющихся ветровых ресурсов ограничены не экономическими, а технологическими факторами и потребностями субъектов и РФ в целом в электроэнергии.

Полученный результат и его существенные количественные отличия от оценок других авторов отражает коренные и быстрые макроэкономические изменения в ТЭК России за последние 3 – 5 лет, в результате которых современные ВЭС из догоняющих по экономическим показателям традиционные топливные электростанции могут перейти в лидеры дешевого производства электроэнергии.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

Сценарии применения ВЭС в России

4.1. ВОЗМОЖНЫЕ И ЦЕЛЕСООБРАЗНЫЕ СЦЕНАРИИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭУ В РОССИИ

Обоснование целесообразных масштабов и темпов роста мощностей ВЭУ и ВЭС с учетом энергетического, экономического, экологического эффектов для РФ проведено в ряде работ [13, 109]. В [109] дан анализ трех возможных сценариев с совпадающим начальным периодом до 2020 г. с суммарной мощностью ВЭС 7 ГВт и выработкой примерно 18 млрд кВт·ч/год (рис. 4.1).

По второму и третьему сценариям продолжается наращивание мощностей ВЭС до 15 ГВт к 2026 г. и 30 ГВт к 2032 г. с дальнейшим их поддержанием на достигнутом уровне.

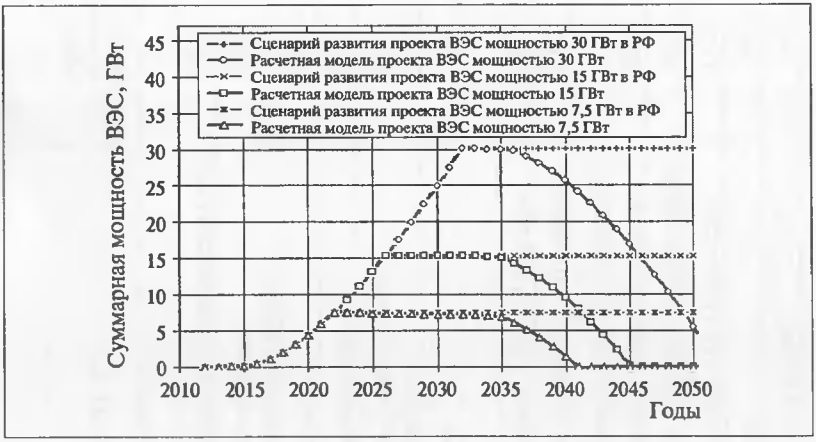

Рис. 4.1. **Три сценария роста суммарной мощности ВЭС**

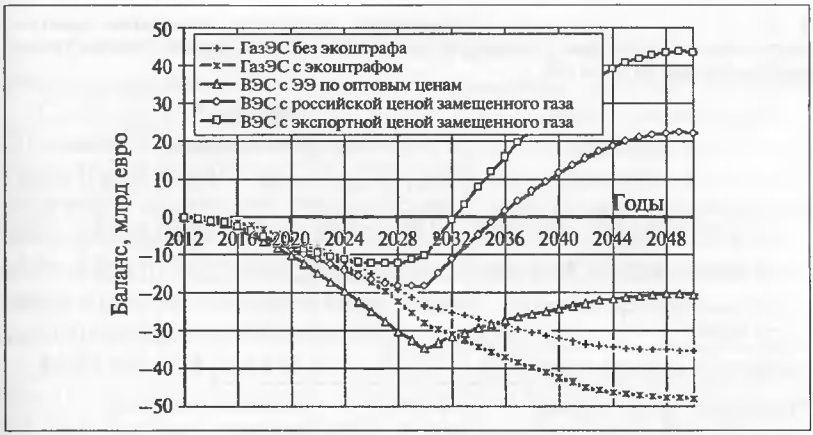

Рис. 4.2. **Балансы доходов и затрат на ГазЭС и ВЭС при сценарии «равнодоходных» цен**

Расчет экономических балансов проектов ВЭС с КИУМ = = 30 % и ГазЭС с КИУМ = 55 % проведены для параметров, принятых в §3.3. Эффективность рассмотренных сценариев определена численным моделированием показателей завершенных экономических циклов и представлена итоговыми показателями проектов ВЭС, установленных с 2012 по 2020, 2026, 2032 гг., работающих до выработки 20-летнего ресурса без замены на новые. На рис. 4.2 приведены данные расчетов нарастающего итога балансов в ценах 2012 г. в проекте ВЭС 30 ГВт и ГазЭС 16,8 ГВт (2012 – 2051 гг.), приводящие к итоговым экономическим показателям, приведенным в табл. 4.1.

В «российском» и «равнодоходном» сценариях цены на газ для ГазЭС нарастают до 58 и 70 % цен ЕС, а электроэнергия ЭС закупается по ценам оптового рынка с асимптотическим их выходом соответственно на 73 % и 79 % цен ЕС.

В табл. 4.2 приведены данные прогноза [109] для «российского» сценария финансовых итогов участвующих в производстве – потреблении электроэнергии сторон в проекте ВЭС 30 ГВт и равных по выработке ГазЭС 16,8 ГВт к 2032 г.

Балансы свидетельствуют о большом экономическом эффекте проекта ВЭС 30 ГВт, равном примерно 44 млрд евро (см. рис. 4.2). В выигрыше от реализации проекта ВЭС окажутся Газпром (14,8 млрд евро), государство (12,7 млрд евро) и потребители

Таблица 4.1. **Прогнозные экономические показатели выработки электроэнергии на ГазЭС и ВЭС (в ценах, приведенных к 2010 г.) при различных сценариях роста цен на газ и ЭЭ**

Показатель	Сценарий					
	российский		равнодоходный		75 % цен ЕС	
	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС
Присоединение к сети, млрд евро	–1,64	–3,00	–1,64	–3,00	–1,64	–3,00
Капитальные затраты, млрд евро	–18,8	–44,7	–18,8	–44,7	–18,8	–44,7
Затраты на эксплуатацию, млрд мевро	–22,6	–23,4	–22,6	–23,4	–22,6	–23,4
Затраты на топливо, млрд евро	–36,6	0	–44,8	0	–48,1	0
Экспортная цена топлива, млрд евро	64,0		64,0		64,0	
Экоштраф, млрд евро	–12,7	0	–12,7	0	–12,7	0
Суммарные затраты, млрд евро	–92,2	–71,1	–100,5	–71,1	–103,8	–71,1
Выручка за ЭЭ, млрд евро	47,5	47,5	51,6	51,6	53,3	53,3
Баланс без учета реализации газа, млрд евро	–32,1	–23,6	–36,2	–19,5	–37,9	–17,8
Баланс с учетом реализации газа, млрд евро	–32,1	40,4	–36,2	44,5	–37,9	46,2
Себестоимость ЭЭ ЭС, евро/(кВт·ч)	0,054	0,048	0,059	0,048	0,062	0,048
Окупаемость по экспорту замещенного газа, лет	Нет	20,3	Нет	20,1	Нет	19,8

Таблица 4.2. **Прогноз финансовых итогов участников производства – потребления электроэнергии ГазЭС и ВЭС в «российском» сценарии с учетом экспорта замещенного газа**

Параметр	Государство		Газпром		Электростанции		Потребитель	
	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС	ГазЭС	ВЭС
Затраты, млрд евро	0,0	0,0	0,0	0,0	–92,2	–71,1	–47,5	–47,5
Выручка, млрд евро	15,1	27,8	30,0	44,8	38,9	38,9	0,0	0,0
Расчетный баланс, млрд евро	15,1	27,8	30,0	44,8	–53,3	–32,2	–47,5	–47,5
Реальный баланс, млрд евро	15,1	27,8	30,0	44,8	0,0	0,0	–100,8	–79,7

электроэнергии (при возможном снижении тарифов на 21 млрд евро).

Согласно [55] реализация ВЭС 30 ГВт требует инвестиций к 2030 г. до 45 млрд евро в ценах 2012 г. с длительным (более 20 лет) сроком их возврата, что дает основание рассматривать в качестве основных инвесторов государство и нефтегазовые компании. Вклады государства явились бы выгодным долгосрочным вложением в будущее России. Во втором случае ВЭС — перспективное направление диверсификации бизнеса для добывающих и экспортирующих топливо российских компаний.

Аналогичные результаты и выводы получены и при моделировании сценариев развития отечественной ветроэнергетики до 7 и 15 ГВт, масштабы энергетических и экономических эффектов которых примерно в 4 и 2 раза ниже варианта 30 ГВт. Перечень перспективных районов и возможных объемов использования ВЭС в РФ на начальном этапе развития ВЭ до 2020 г. дан в табл. 4.3 (фрагмент).

Суммарная мощность ВЭС с себестоимостью ЭЭ не более 5 евроцент/(кВт·ч) в предложенных районах размещения к 2020 г. составляет более 7 ГВт.

Развитый в [109] подход к определению оптимальных мест размещения ВЭС в отдельных субъектах РФ основан на следующих положениях:

• допустимые мощности ВЭС в субъекте РФ определяются исходя из 15%-ной доли мощности работающих на территории субъекта РФ электростанции всех типов;

• во избежание потерь на транспорт электроэнергии ВЭС устанавливаются преимущественно в местах потребления и вблизи существующих электрических подстанций (в целях снижения затрат на их строительство и эксплуатацию);

• ВЭС устанавливаются в местах с ветропотенциалом, обеспечивающим их экономическую эффективность, превышающую таковую у ТЭС (с КИУМ > 28 ÷ 30 %). Определенные таким образом схемы и объемы размещения ВЭС на территории субъекта РФ даны на примере Камчатской обл. в табл. 4.4.

Полученные результаты могут служить основой для разработки генеральной схемы размещения ВЭС в России до 2020 г., необходимой для реализации принятых планов по использованию ВИЭ, которая показана на рис. 4.3 [109].

Таблица 4.3. **Целесообразные районные объемы использования ВЭС в РФ до 2020 г. [109]**

Субъекты Российской Федерации	Место возведения ВЭС	Суммарная мощность ВЭС, МВт
	Центральный АО	
Белгородская обл.	Степные районы	100
Брянская обл.	Вдоль ж. д. Брянск – Гомель	100
Воронежская обл.	Вдоль ж. д. Воронеж – Ростов	50
Калужская обл.	Вдоль трассы Калуга – Сухиничи	200
Курская обл.	Окрестности г. Курска	100
Московская обл.	Дмитровский р-н	100
Смоленская обл.	Р-н г. Смоленска	200
Тверская обл.	Р-н г. Бологое	150
Итого		**1000**
	Северо-Западный АО	
Архангельская обл.	Побережья Баренцева и Белого морей	150
Калининградская обл.	Висленская коса, побережье Балтики	200
Республика Коми	Побережье Баренцева моря	100
Ленинградская обл.	Побережье Балтийского моря	300
Мурманская обл.	Побережья Баренцева и Белого морей	600
Ненецкий АО	Побережье Баренцева моря	50
Республика Карелия	Побережье и о-ва Белого моря, Валаам	100
Итого		**1500**
	Южный АО	
Астраханская обл.	Прикаспийские р-ны	200
Волгоградская обл.	Р-н Волжской ГЭС, Камышин, побережье Цимлянского моря	600
Республика Кабардино-Балкария	Север республики	50
Республика Калмыкия	Побережье Каспийского моря, Элиста	200
Республика Карачаево-Черкесия	Север республики	50

Окончание табл. 4.3

Субъекты Российской Федерации	Место возведения ВЭС	Суммарная мощность ВЭС, МВт
Краснодарский край	Побережье Азовского и Черного морей	600
Ростовская обл.	Побережье Азовского моря	200
Ставропольский край	Армавирский коридор	150
Итого		**2050**
	Приволжский АО	
Республика Башкортостан	Южные степные р-ны	50
Оренбургская обл.	Южные степные р-ны	100
Пермский край	Безлесные р-ны	150
Самарская обл.	Побережье Куйбышевского водохранилища	100
Саратовская обл.	Побережье Саратовского водохранилища	150
Ульяновская обл.	Побережье Куйбышевского водохранилища	100
Итого		**650**
	Уральский АО	
Курганская обл.	Вдоль Западно-Сибирской ж. д.	200
Ямало-Ненецкий АО	В местах добычи газа	400
Итого		**600**
	Сибирский АО	
Алтайский край (Кулундинская степь)	Родинский район	100
Новосибирская (Барабинская степь)	Вдоль Западно-Сибирской ж. д.	300
Омская обл.	Вдоль Западно-Сибирской ж. д.	400
Итого		**800**
	Дальневосточный АО	
Камчатская обл.	Побережье Охотского и Берингова морей	200
Магаданская обл.	Побережье Охотского моря	100
Приморский край	Побережье Японского моря	150
Сахалинская обл.	Побережье, Курильские о-ва	300
Итого		**750**
Всего по РФ		**7350**

Таблица 4.4. **Перспективные места и возможные объемы использования ВЭС в Камчатском крае**

Место размещения	Мощность в 2009 г., МВт	Скорость ветра, м/с				Мощность ВЭС, МВт	Выработка ВЭС, МВт·ч
		10 м	100 м	80 м	100 м		
Петропавловск-Камчатский ТЭЦ 1 и 2 Гео ЭС ГЭС	235 160 70 20,4	6,50	6,90	6,86	27,7	50	120 625
Усть-Большерецкая ДЭС-6	4,6	6,20	7,30	7,19	30,1	25	65 459
Мильковская ДЭС-5	4	1,60	5,35	4,99			
Октябрьская ДЭС-5	3,2	6,10	7,44	7,31	34,2	0	0
Суммарная мощность системы	**494**	—			—	**75**	**186 084**

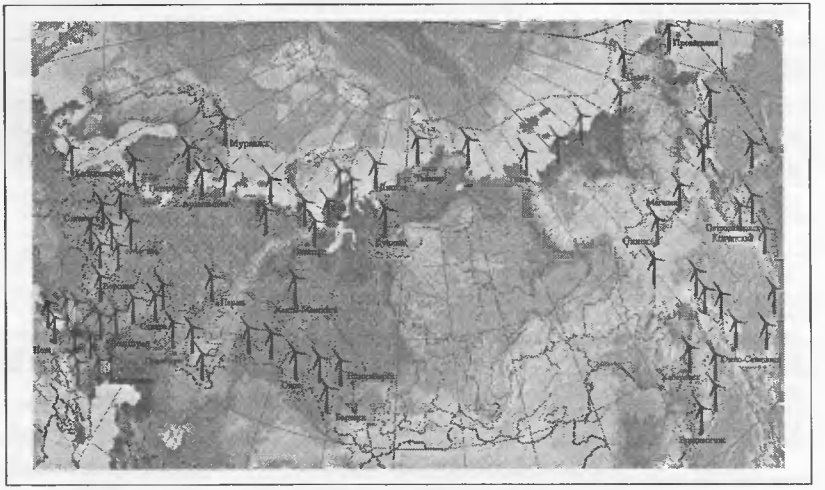

Рис. 4.3. **Перспективные районы размещения ВЭС (предложение к Генсхеме размещения ВЭС России)**

4.2. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭС В РОССИИ

Возможные масштабы и эффект использования ВЭС в электроэнергетике. Оценка возможных масштабов и эффекта использования ВЭС в электроэнергетике РФ следует из потребностей страны в новых электрогенерирующих мощностях, составляющих при инновационном развитии страны 8 – 10 ГВт в год. Опыт ЕС последних лет свидетельствует о технологических и производственных возможностях ввода до половины суммарных мощностей электростанций всех видов за счет ВЭС.

С учетом ресурсных, технологических и организационных ограничений в России оценки, приведенные в предыдущих параграфах, показывают возможности ввода и эффективного использования ВЭС мощностью до 30 ГВт к 2030 г., т. е. до 2 ГВт в год, или 20 – 25 % ежегодных потребностей вводимых мощностей.

Возможные масштабы и эффект использования ВЭС на транспорте РФ. *На железнодорожном транспорте* возможные масштабы использования ВЭС ограничены экономическими и ресурсными соображениями. Специфика электрификации железных дорог определяется в России большой географической протяженностью потребителя с близкими значениями нагрузок тяговых электроподстанций, расположенных примерно на равных расстояниях (40 – 50 км на переменном и 20 – 25 км на постоянном токе) и обеспечивающих электроснабжение переменным током промышленной частоты напряжением 25 кВ или 2×25 кВ и 3 кВ на постоянном токе [110]. Выбор схемы проводится с учетом комплексного элктроснабжения электрифицируемых железных дорог и других потребителей в прилегающем районе в пределах экономически целесообразного радиуса действия сетей 35 – 10 кВ. При наличии на большей части обжитой территории России развитой распределительной сети 110 — 220 кВ в районе железных дорог тяговые ПС получают питание от существующей сети.

Таким образом, проблема эффективного использования ВЭС в электроснабжении железнодорожного транспорта состоит в отыскании мест их размещения вдоль железнодорожных путей с ВЭП, обеспечивающим работу ВЭС с КИУМ > 30 %. Перспективной является электрификация Западно-Сибирской железной дороги на участке Курган — Барабинск с использованием ВЭС суммарной установленной мощности до 1 ГВт с годовой выработ-

кой электроэнергии до 2,5 млрд кВт·ч и суммарной экономией для ОАО «Железные дороги России» до 3 млрд руб./год, а также электрификация железных дорог в Астраханской, Волгоградской, Калининградской, Оренбургской, Ростовской областях, Краснодарском и Ставропольском краях, республике Калмыкия. Суммарный экономический эффект использования ВЭС в железнодорожном транспорте России может составлять, согласно оценкам [128], до 10 млрд руб./год, что достаточно для строительства ВЭС суммарной установленной мощности до 150 МВт.

На автомобильном транспорте перспективы использования ВЭС связаны, согласно [109, 128], с развитием и началом производства в мире и в РФ личного и общественного автотранспорта на электрической тяге и его использованием на междугородних автомобильных магистралях в обеспеченных ВЭР регионах. С экономической точки зрения использование электрического энергоносителя автотранспорта (класса автобуса «Икарус» — «Мерседес» мощностью 200 л.с) при цене электроэнергии 2 руб./(кВт·ч) (цена электроэнергии ВЭС с КИУМ = 30 %) и 2,5 руб./(кВт·ч) (средний тариф на электроэнергию в РФ на 2010 г.) составит 300 и 375 руб./100 км против 700 – 800 руб./100 км у автобуса с дизельным двигателем (при расходе дизельного топлива 35 л/100 км), т. е. экономия при использовании автотранспорта на электрической тяге составляет около 400 руб./100 км с тенденцией ее увеличения с ростом цен на топливо до 500 руб./100 км и более.

При оценке суммарного парка легковых электромобилей и электроавтобусов разного класса в РФ по 100 тыс. единиц при среднем их пробеге 100 тыс. км/год годовая экономия на транспорте может составлять более 50 млрд руб./год (капитальные вложения в ВЭС суммарной установленной мощности 750 МВт).

Возможные масштабы и эффект использования ВЭС в нефтегазовом комплексе связаны, прежде всего, с электроснабжением магистральных нефтепроводов и газопроводов, имеющих те же особенности, что и железные дороги: большую географическую протяженность потребителя с близкими значениями нагрузок нефте- и газоперекачивающих станций, расположенных в среднем на расстояниях соответственно 40 – 50 км и 100 – 120 км и потребляющих электрическую мощность около 25 МВт от распределительных сетей 110 – 220 кВ. Потребляемая мощность и энергия

составляют 500 – 625 и 200 – 250 МВт и 5,0 – 5,5 млрд кВт·ч/год и 2,0 – 2,5 млрд кВт·ч/год на 1000 км для нефтепроводов и газопроводов соответственно. Годовая экономия на них может составлять более 5 и 2,5 млн руб./год на 1000 км для нефтепроводов и газопроводов соответственно [129].

Перспективным направлением использования ВЭС в газовой отрасли также является производство сжиженного природного газа [129]. Полученные результаты основаны на трех составляющих: во-первых, на требуемом повышении эффективности и росте энергообеспечения отечественной газовой отрасли в связи с реализацией программ ее развития; во-вторых, на нормативах энерговооруженности добычи и сжижения природного газа; в-третьих, на установленных ресурсных и технико-экономических возможностях ВЭС для эффективного энергоснабжения газовой индустрии во многих регионах России. Согласно полученным в [129] данным суммарная мощность и выработка ВЭС, использование которых в нефтегазовом комплексе экономически целесообразно, может составить до 21 ГВт и до 70 млрд кВт·ч.

Возможные масштабы и эффект использования ВЭС в аграрно-промышленном комплексе (АПК) России. Эти возможности могут быть оценены согласно [125] и основаны на трех составляющих: во-первых, на требуемом увеличении энерговооруженности АПК в связи с реализацией государственной программы его развития на 2008 – 2012 гг. (рис. 4.4); во-вторых, на нормативах энерговооруженности основных видов сельскохозяйственного производства; в-третьих, на установленных ресурсных и технико-экономических возможностях ВЭС для энергоснабжения АПК в субъектах РФ.

Необходимость роста сельскохозяйственного производства в современной России обусловлена рядом политических, экономических, социальных и прочих факторов и определена Доктриной продовольственной безопасности РФ [120].

Критерием оценки уровня продовольственной безопасности является доля отечественной сельскохозяйственной продукции и продовольствия в суммарном объеме внутреннего рынка продуктов, %:

Зерно 95
Сахар 80
Растительное масло 80
Мясо и мясопродукты 85

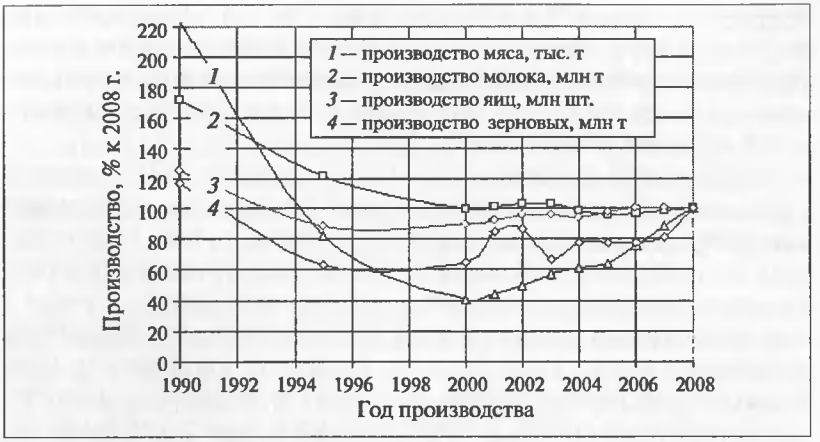

Рис. 4.4. **Динамика производства основных видов сельхозпродукции**

Молоко и молокопродукты 90
Рыбная продукция 80
Картофель 95

В настоящее время импорт основных видов продовольствия в России составляет 40 – 60 % (рис. 4.4).

Важнейшей составляющей индустриальной базы и конкурентоспособности сельского хозяйства является его энерговооруженность и энергоэффективность, а также тарифы на электроэнергию. При действовавших в 2007 г. ценах на энергоносители их доля в себестоимости основных видов сельхозпродукции составляла: по мясу — до 9 % (говядина) и 21 % (свинина), по молоку — до 17 %, по яйцу — до 28 %, по зерновым — до 23 % [123]. К 2010 г. после повышения цен на электроэнергию и газ примерно на 25 – 30 % доля энергозатрат в себестоимости основных видов сельхозпродукции возросла: по мясу — до 24 – 26 %, по молоку — до 20 – 21 %, по яйцу — до 33 – 35 %, по зерновым — до 27 – 29 % (в 1985 – 1990 гг. эти показатели не превышали 7 – 10 %).

Увеличение выпуска продукции АПК требует дополнительных (отсутствующих в настоящее время в стране) и весьма значительных затрат электроэнергии, проиллюстрированных графиками на рис. 4.5, сплошные линии которых соответствуют достижению целей Государственной программы.

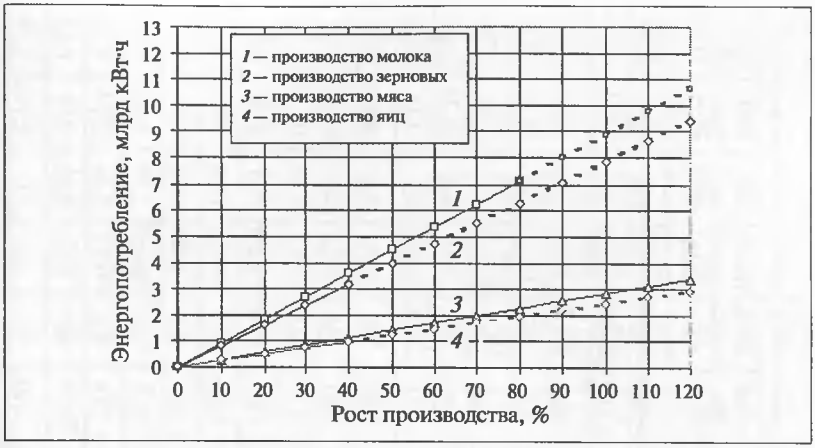

Рис. 4.5. **Электропотребление при производстве сельхозпродукции (в 2005 – 2007 гг.)**

Результаты, полученные в [121], обобщены в табл. 4.5, содержащей расчетные данные по дополнительным потребностям в энергоресурсах для обеспечения роста производства основных видов продукции АПК и возможностям их покрытия за счет ВЭС в тех субъектах РФ, где ВЭС имеют КИУМ > 30 % и оказываются экономичнее традиционных источников энергии.

В табл. 4.5 вошли субъекты РФ, ветровые ресурсы на территории которых допускают использование ВЭС для более экономичной выработки электроэнергии по сравнению с традиционными в России тепловыми электростанциями (см. рис. 4.3).

Расчеты проведены по данным [123] об энергоемкости производства основных видов сельхозпродукции: мяса свинины — 1950 кВт·ч/т, говядины — 1000 кВт·ч/т, молока — 280 кВт·ч/т, яиц — 65 кВт·ч/тыс. шт., зерновых — 90 кВт·ч/т.

Согласно [123] при суммарных дополнительных среднегодовых потребностях в электроэнергии для реализации Продовольственной программы РФ к 2012 г. примерно 8080 млн кВт·ч почти 60 % этих потребностей (4750 млн кВт·ч) можно покрыть за счет ВЭС суммарной установленной мощности около 1900 МВт.

Энергетический эффект использования ВЭС обусловлен возможностями быстрого их строительства, а экономический эффект обусловлен снижением себестоимости продукции за счет

Таблица 4.5. **Перспективные районы и объемы использования ВЭС в АПК РФ**

Район	Мясо (тыс. т в убойном весе)		ЭЭ, млн кВт·ч	Молоко, тыс. т		ЭЭ, млн кВт·ч	Яйца, млн шт.		ЭЭ, млн кВт·ч	Зерно, тыс. т		ЭЭ, млн кВт·ч	ΣЭЭ, млн кВт·ч	$P_{ВЭУ}$, млн МВт
	2008	2012		2008	2012		2008	2012		2008	2012			
РФ в целом	**6268**	**11 400**	**4773**	**32 363**	**37 000**	**1298**	**38 058**	**47 426**	**608,9**	**108 200**	**114 932**	**1404**	**8084**	**3234**
Центральный ФО	**1657**	**3014**	**1262**	**6172**	**7056**	**248**	**7991**	**9958**	**127,9**	**23 853**	**25 337**	**310**	**1947**	**779**
Белгородская обл.	539	980,3	410	573	655,1	23	1415	1763	22,6	3263	3466	42,3	498,4	199
Брянская обл.	85,1	154,8	64,8	358	409,3	14,4	350	436,2	5,6	552	586,3	7,16	91,93	36,8
Воронежская обл.	130	236,4	99	648	740,8	26	639	796,3	10,2	4529	4810,8	58,8	194	77,6
Калужская обл.	51,6	93,9	39,3	226	258,4	9,07	215	267,9	3,44	191	202,9	2,48	54,28	21,7
Курская обл.	78,2	142,2	59,5	415	474,5	16,6	207	258	3,31	3352	3560,6	43,5	123	49,2
Московская обл.	186	338,3	142	890	1018	35,7	561	699,1	8,98	244	259,2	3,17	189,5	75,8
Смоленская обл.	32,8	59,7	25	334	381,9	13,4	259	322,8	4,14	158	167,8	2,05	44,57	17,8
Тверская обл.	52,3	95,1	39,8	347	396,7	13,9	175	218,1	2,8	148	157,2	1,92	58,47	23,4
Итого	**1155**	**2101**	**879**	**3791**	**4334**	**152**	**3821**	**4762**	**61,1**	**12 437**	**13 211**	**161**	**1254**	**502**
Северо-Западный ФО	**316**	**574,7**	**241**	**1808**	**2067**	**72,5**	**3804**	**4740**	**60,9**	**619**	**657,5**	**8,03**	**382**	**153**
Архангельская обл.	15,7	28,6	12	126	144,1	5,05	170	211,8	2,72	2,5	2,66	0,03	19,76	7,9
Калининградская обл.	27,5	50,0	20,9	135	154,3	5,42	135	168,2	2,16	227	241,1	2,95	31,46	12,6
Республика Коми	18	32,7	13,7	61,8	70,65	2,48	174	216,8	2,78	0,8	0,85	0,01	18,98	7,59
Ленинградская обл.	148	269,2	113	556	635,7	22,3	2358	2938	37,7	98,3	104,4	1,28	174	69,6
Мурманская обл.	7,4	13,5	5,63	28,5	32,58	1,14	169	210,6	2,70	0	0	0	9,482	3,79

Ненецкий АО	1,4	2,55	1,07	3,7	4,23	0,15	0	0	0	0	0	0	1,214	0,49
Респ. Карелия	8	14,6	6,09	71,2	81,4	2,86	56,7	70,66	0,907	0,4	0,42	0,01	9,86	3,94
Итого	**226**	**411**	**172**	**982,2**	**1123**	**39,4**	**3063**	**3817**	**49**	**329**	**349,5**	**4,27**	**264,8**	**106**
Южный ФО	**1228**	**2233**	**935**	**5443**	**6223**	**218**	**5637**	**7025**	**90,2**	**36 978**	**39 279**	**480**	**1723**	**689**
Астраханская обл.	25	45,5	19	153	174,9	6,14	160	199,4	2,56	40	42,489	0,52	28,25	11,3
Волгоградская обл.	128	232,8	97,5	479	547,6	19,2	770	959,5	12,3	5183	5505,5	67,3	196,3	78,5
Республика Кабардино-Балкария	36,5	66,38	27,8	312	356,7	12,5	152	189,4	2,43	672	713,8	8,72	51,46	20,6
Республика Калмыкия	37,8	68,75	28,8	160	182,9	6,42	66,4	82,74	1,06	437	464,2	5,67	41,94	16,8
Республика Карачаево-Черкесия	24	43,7	18,3	221	252,7	8,87	86,7	108	1,39	142	150,8	1,84	30,37	12,1
Краснодарский край	378	687,5	288	1368	1564	54,9	1708	2128	27,3	11 634	12 358	151	521	208
Ростовская обл.	243	442	185	996	1139	40	1398	1742	22,4	9871	10 485	128	375,5	150
Ставропольский кр.	179	325,6	136	611	698,5	24,5	817	1018	13,1	8413	8936,4	109	283,1	113
Итого	**898,3**	**1634**	**684**	**4300**	**4916**	**173**	**5158**	**6428**	**82,5**	**36 392**	**38 656**	**472**	**1411**	**565**
Приволжский ФО	**1546**	**2812**	**1177**	**19 631**	**22 444**	**788**	**9800**	**12 212**	**156,8**	**27 152**	**28 841**	**352**	**2474**	**990**
Респ. Башкортостан	250	454,7	190	2299	2628	92,2	1283	1599	20,5	4533	4815	58,8	361,9	145
Оренбургская обл.	133	241,9	101	850	971,8	34,1	1009	1257	16,1	3718	3949,3	48,3	199,8	79,9
Пермский край	77,2	140,4	58,8	480	548,8	19,3	754	939,6	12,1	436	463,1	5,66	95,76	38,3
Самарская обл.	104	189,2	79,2	439	501,9	17,6	262	326,5	4,19	1824	1937,5	23,7	124,7	49,9
Саратовская обл.	155	281,9	118	928	1061	37,2	853	1063	13,7	3853	4092,7	50	218,9	87,6

Окончание табл. 4.5

Район	Мясо (тыс. т в убойном весе)		ЭЭ, млн кВт·ч	Молоко, тыс. т		ЭЭ, млн кВт·ч	Яйца, млн шт.		ЭЭ, млн кВт·ч	Зерно, тыс. т		ЭЭ, млн кВт·ч	ΣЭЭ, млн кВт·ч	$P_{ВЭУ}$, млн МВт
Ульяновская обл.	36,6	66,6	27,9	287	328,1	11,5	385	479,8	6,16	1129	1199,2	14,7	60,19	24,1
Итого	**755,8**	**1375**	**576**	**5283**	**6040**	**212**	**4546**	**5665**	**72,7**	**15 493**	**16 457**	**201**	**1061**	**424**
Уральский ФО	**464**	**843,9**	**353**	**2059**	**2354**	**82,6**	**3955**	**4929**	**63,3**	**5152**	**5473**	**66,9**	**566,1**	**226**
Курганская обл.	42,3	76,9	32,2	354	404,7	14,2	121	150,8	1,94	1595	1694,2	20,7	69,05	27,6
Ямало-Ненецкий АО	4	7,28	3,05	1,7	1,944	0,07	0,1	0,125	0,002	0	0	0	3,116	1,25
Итого	**46,3**	**84,2**	**35,3**	**355,7**	**406,7**	**14,3**	**121,1**	**150,9**	**1,94**	**1595**	**1694**	**20,7**	**72,16**	**28,9**
Сибирский АО	**949**	**1726**	**723**	**5671**	**6484**	**228**	**5761**	**7179**	**92,2**	**13 921**	**14 787**	**181**	**1223**	**489**
Алтайский край	160	291	122	1375	1572	55,2	991	1235	15,9	3858	4098	50,1	242,9	97,2
Новосибирская обл.	134	243,7	102	801	915,8	32,1	1155	1439	18,5	2567	2726,7	33,3	186	74,4
Омская обл.	177	321,9	135	852	974,1	34,2	750	934,6	12,0	2290	2432,5	29,7	210,7	84,3
Итого	**471**	**856,6**	**359**	**3028**	**3462**	**121**	**2896**	**3609**	**46,3**	**8715**	**9257**	**113**	**639,6**	**256**
Дальневосточный ФО	**111**	**201,9**	**84,5**	**584**	**667,7**	**23,4**	**1111**	**1384**	**17,8**	**504**	**535,4**	**6,54**	**132,3**	**52,9**
Камчатский край	2,5	4,55	1,9	16	18,29	0,64	51,4	64,05	0,822	0,2	0,21	0	3,371	1,35
Магаданская обл.	0,5	0,91	0,38	5,1	5,831	0,2	19,2	23,93	0,307	0	0	0	0,893	0,36
Приморский край	32,5	59,1	24,7	108	123,5	4,33	260	324	4,16	164	174,2	2,13	35,37	14,1
Сахалинская обл.	2,4	4,37	1,83	32,5	37,16	1,3	108	134,6	1,73	0	0	0	4,859	1,94
Итого	**37,9**	**68,9**	**28,9**	**161,6**	**184,8**	**6,48**	**438,6**	**546,6**	**7,01**	**164,2**	**174,4**	**2,13**	**44,49**	**17,8**
Итого по РФ	**3590**	**6530**	**2734**	**17 902**	**20 466**	**718**	**20 044**	**24 977**	**320,7**	**75 125**	**79 799**	**975**	**4748**	**1899**

экономии удельных затрат на электроэнергию при производстве свинины на 20 – 30 евро/т, говядины — на 10 – 15 евро/т, молока — на 3,0 – 4,5 евро/т, яиц — на 1,0 евро/1000 шт., зерна — на 1,5 евро/т.

Обеспеченность техникой имеет важнейшее значение в повышении производительности труда в АПК, снижении себестоимости продукции и в увеличении производства продуктов питания. По Государственной программе развития сельского хозяйства [121 – 123] обеспеченность сельскохозяйственных производителей будет снижаться за счет опережающей замены устаревшей техники. Обеспечение основными ее видами планируется к 2011 г.

За период реализации Программы планируется поступление в АПК более 175 тыс. тракторов, 55 и 17 тыс. зерно- и кормоуборочных комбайнов, до 220 тыс. плугов, сеялок, молотилок и культиваторов. Обновление парка с учетом списания этой техники к уровню 2006 г. должно составить по тракторам 40 %, по зерноуборочным комбайнам — 50 % [126], выпуск которых требует дополнительных затрат электроэнергии в соответствии с данными табл. 4.6.

Согласно [123] наиболее эффективным и экономичным решением проблемы энергоснабжения АПК России с помощью ВЭУ

Таблица 4.6. **Планируемый выпуск техники для АПК РФ на 2008 – 2012 гг.**

Вид техники	Выпуск техники, тыс. шт.						Энергоемкость производства, кВт·ч/шт.	Суммарное энергопотребление, млн кВт/шт.	Требуемая мощность ВЭС, МВт
	2008	2009	2010	2011	2012	2008 – 2012			
Тракторы	23	29	35	41	48	176	4000	704	282
Комбайны зерноуборочные	7,9	9,0	11,0	12,5	15,0	55,4	1800	99,7	40
Комбайны кормоуборочные	3,0	3,5	3,5	3,5	3,5	17	1800	30,6	12
Плуги, сеялки, культиваторы	—	—	—	—	—	220	300	66	26
Итого								**900,3**	**360**

является строительство сетевых ВЭС суммарной номинальной мощности 15 – 25 МВт (10 – 15 ВЭУ единичной мощности 1,5 – 2,5 МВт) не далее 3 – 5 км от имеющихся распределительных электрических подстанций. Установка ВЭС меньшей мощности приводит к росту себестоимости электроэнергии ВЭС (см. рис. 3.11).

Сетевые ВЭС по соображениям обеспеченности ветровыми ресурсами наиболее эффективно могут быть размещены на территории лесозащитных полос, находящихся в федеральной собственности (что способствует упрощению процедур согласования землеотвода под ВЭС). Вдоль полос повсеместно имеются дороги, допускающие прохождение сельскохозяйственной техники (что способствует упрощению и удешевлению транспортировки и возведения ВЭУ). Вырубка леса в данном случае минимальна (0,02 – 0,04 га/ВЭУ) и не только не снижает агротехническую эффективность лесополос, но и повышает ее за счет торможения ветра ветроколесами ВЭУ.

4.3. ВОЗМОЖНЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭС В РОССИИ

На 2005 – 2007 гг. затраты на охрану окружающей среды в электроэнергетике России составляли около 270 млн евро/год, или 7 % вложенных в нее годовых инвестиций, составлявших примерно 4 млрд евро [106, 118]. Наибольшее влияние энергетики на климат оказывают выбросы в атмосферу парниковых газов, в основном CO_2. В начале 1990-х годов выбросы CO_2 в мире оценивались значением 22 млрд т/год, при этом лидерами по загрязнению атмосферного воздуха являлись США (1,35 млрд т), страны Западной Европы (1,0 млрд т), СССР (0,7 млрд т), Китай (0,6 млрд т). По оценкам Международного энергетического агенства, с 1990 г. по 2020 г. ожидается рост потребления электроэнергии в мире около 2 % в год (в 2010 г. годовая мировая эмиссия CO_2 составила около 30 млрд т). При этом согласно Киотскому соглашению объем выбросов к 2020 г. должен быть сокращен на 5,2 % по сравнению с 1990 г., т. е. не превышать 21 млрд т/год.

Количественная оценка эмиссии в атмосферу CO_2, выделяемого объектами энергетики РФ, приведена в [118, 119, 130] с учетом целевых показателей объемов и структуры производства энергии, запланированных в Энергетической стратегии России до 2030 г.

[58], а также действующих в России нормативов на выбросы основных видов загрязнителей при сжигании ископаемого органического топлива: природного газа, угля, мазута. В соответствии с [58] энергоемкость совокупного производства страны должна быть снижена на 26 – 28 % к 2010 г. и еще на 25 – 49 % к 2020 г. в зависимости от сценариев развития страны: умеренного и оптимистического (с темпами роста ВВП — 4,2 и 6 % при снижении его энергоемкости на 3 и 4 % в год соответственно) [109].

Динамика выбросов парниковых газов в значительной степени определяется структурой внутреннего потребления энергоресурсов. Доли потребления основных видов ископаемого топлива при указанных сценариях составят: по газу — 50 и 45 – 46 %, по жидкому топливу — 20 и 21 – 22 %, по углю — 19 и 20 – 21 %. Темпы роста выбросов CO_2 в России практически соответствуют темпам внутреннего энергопотребления и составят для умеренного и оптимистического сценария — 1,2 и 2 % в год соответственно. Выбросы CO_2 при намеченном внутреннем энергопотреблении составят к 2020 г. по умеренному сценарию — около 2030 млн т, или 83 % к уровню 1990 г., и по оптимистическому сценарию — до 2300 млн т, или 94 % к базовому году (табл. 4.7).

Расчетные оценки выбросов CO_2 в 2020 г. в электроэнергетике, определенные в [58], составляют по умеренному и оптимистическому сценариям развития российской экономики около 740 и 800 млн т в год соответственно [109]. Как показывает мировой опыт, значительный прогресс в этом может обеспечить крупномасштабное использование возобновляемых источников энергии, в том числе и в большой степени ВЭС. Экологический эффект от реализации национального ветроэнергетического проекта с суммарной мощностью ВЭС 30 ГВт и определенными выше параметрами приведен на рис. 4.6 и 4.7 [109].

В результате реализации предлагаемого сценария развития российской ветроэнергетики до 30 ГВт расчетное суммарное со-

Таблица 4.7. **Существующие и прогнозируемые объемы выбросов CO_2 в ТЭК России, млн т**

Сценарий	1990 г.	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Умеренный	2450	1460	1673	1885	2084	2304
Оптимистический	2450	1460	1673	1798	1909	2028

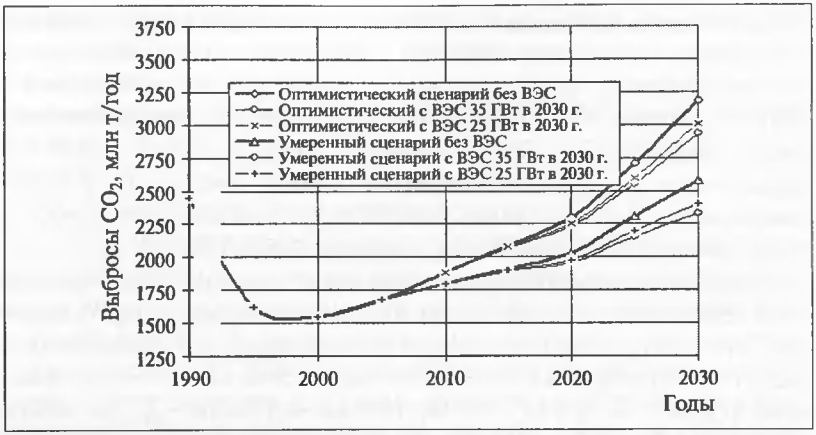

Рис. 4.6. **Эмиссия CO_2 в электроэнергетике РФ при разных сценариях использования ВЭС**

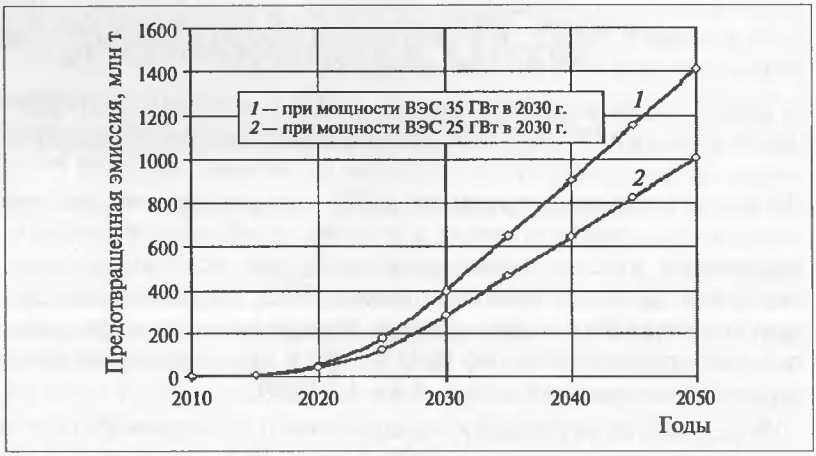

Рис. 4.7. **Сокращение выбросов CO_2 с использованием ВЭС в электроэнергетике РФ**

кращение выбросов CO_2 к 2050 г. может составить, согласно рис. 4.7, от 1,0 до 1,4 млрд т, т. е. сократить их эмиссию в электроэнергетике России на 8 – 10%. Без широкомасштабного использования ВЭС выполнение Россией принятых обязательств по Киотскому протоколу представляется затруднительным.

4.4. НЕОБХОДИМЫЕ УСЛОВИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ НАЧАЛЬНОГО ЭТАПА ШИРОКОМАСШТАБНОГО РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Успех широкомасштабного внедрения ВЭС определяется финансовыми возможностями и инвестиционной целесообразностью.

Для реализации означенных выше целей по вводу ВЭС в РФ суммарные инвестиции, согласно [47, 109], должны составить к 2020 и к 2030 г. соответственно 14 – 15 и 45 – 50 млрд евро (исходя из капитальных затрат на ВЭС в 2012 г. 1650 евро/кВт).

С учетом установленных в работе длительных периодов окупаемости проектов ВЭС (более 10 лет) представляется возможным привлечение в российскую ветроэнергетику средств относительно «долгоживущих» инвесторов:

- целевых (по государственной и региональным программам) федеральных бюджетных средств и средств субъектов РФ;
- российских экспортеров нефтегазовой, металлургической и химической отраслей;
- отраслей топливно-энергетического комплекса РФ;
- российских ресурсодобывающих и обрабатывающих отраслей, железнодорожного транспорта, сельского хозяйства и продовольственной индустрии;
- мировых производителей ВЭУ;
- мировых инвесторов (Азиатский, Европейский и Мировой банки развития);
- мировых потребителей продукции сырьевых и обрабатывающих отраслей РФ.

Установленная выше явная и значительная экономическая выгода широкомасштабного использования ВЭС для РФ при создании соответствующих правовых и экономических условий позволяет с полным основанием рассмотреть в качестве основных источников финансирования отечественной ветроэнергетики госбюджет и средства крупных нефтегазовых компаний (Газпром, Лукойл и др.). В первом случае государственные вклады в отечественную ветроэнергетику можно рассматривать как выгодное долгосрочное вложение в будущее страны. Участие государства в реализации крупномасштабных проектов ВЭС, по мнению авторов, послужило бы эффективным толчком к активному привлечению в российскую ветроэнергетику иностранных инвестиций. Эффек-

тивность государственного варианта финансирования известна и доказана при реализации программ развития ТЭК, осуществлявшихся в СССР. Очевидно, что ресурсы на такую программу в современной РФ не могут быть большими, но межотраслевое взаимодействие в рамках таких программ может быть налажено только государственными органами в силу отсутствия иных организаций, способных провести такое согласование. Во втором случае при наличии эффективной правовой базы массовое строительство ВЭС может явиться перспективным направлением диверсификации и прибыльным бизнесом для добывающих и экспортирующих топливо компаний.

Большой обоюдовыгодный интерес могла бы представлять реализация крупномасштабных проектов ВЭС с участием Газпрома и западных компаний — потребителей российского газа. Одним из таких вариантов мог бы быть реализован в кооперации, например, с немецким концерном RurhGaz и входящей в корпорацию с ним компании E.ON, специализирующейся на строительстве ВЭС. Значительным инвестиционным резервом для ветроэнергетики РФ при наличии эффективной правовой базы могли бы стать бюджеты регионов, особенно в зонах «северного завоза».

К необходимым условиям и мероприятиям начального этапа широкого развития отечественной ветроэнергетики, по мнению авторов, относятся:

- модернизация хозяйственной, правовой и налоговой систем, действующих в настоящее время в ТЭК России [47, 55];
- создание производственной и эксплуатационной базы, перспективы которого авторы связывают, прежде всего, с технологическим и производственным уровнем в отечественной авиационной, энергетической и машиностроительной индустрии [97, 99];
- подготовка технических специалистов для ветроэнергетики, число которых в случае реализации ветроэнергетических проектов 7 ГВт к 2020 г. и 30 ГВт к 2030 г., как было обосновано в [13, 47, 55], должно составить 15 – 25 тыс. при ориентации на импорт ВЭУ и до 50 тыс. при использовании ВЭУ отечественного производства;
- проведение в форвардном режиме предпроектных изысканий и ТЭО конкретных проектов и государственных и региональных ветроэнергетических программ [109];

• разработка и принятие государством узаконенной и обязательной к исполнению долгосрочной Федеральной программы создания отрасли ветроэнергетики и поэтапного плана ее реализации с выходом к 2016 г. на суммарную мощность ВЭС около 1,3 ГВт (примерно 1 % общих генерирующих мощностей РФ) с последующим ростом по 2 ГВт/год;

• формирование и активная работа правительственного органа, строго ответственного за выполнение государственной программы по ветроэнергетике. По мнению авторов, такой орган должен иметь статус не ниже государственного агентства с его непосредственным контролем кабинетом министров;

• скорейшая разработка и принятие необходимой правовой и нормативно-технической базы масштабного развития и внедрения ВИЭ и ВЭС, и в первую очередь закона РФ прямого действия по возобновляемой энергетике.

4.5. ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПОДДЕРЖКИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Важным фактором актуальности настоящей работы являются решения Правительства РФ последних двух – трех лет по созданию правовой и нормативно-технической базы, призванной обеспечить ускоренное и масштабное развитие ВИЭ в РФ. Работы в данном направлении ведутся с учетом передового мирового опыта планирования и реализации в данной области и с учетом социально-экономической специфики России и уровня развития ее научно-технического, производственного и ресурсного потенциала. В конце 2007 г. в РФ были приняты поправки к закону «Об электроэнергетике» (ФЗ № 250 от 04.11.07), узаконившие статус ВИЭ как составной части энергетики страны. В 2008 – 2011 гг. профильными министерствами и ведомствами РФ велась работа по подготовке правового базиса развития ВИЭ.

Юридические предпосылки для развития энергетики, их определение и классификация также заложены в ФЗ № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». В развитие норм ФЗ Правительством РФ и соответствующими органами федеральной власти принят ряд документов, определяющих конкретные механизмы стимулирования развития энергетики на ВИЭ, обстоятельный анализ которых дан в [47, 59, 60]:

1) Указ Президента РФ от 04.06. 08 № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»;

2) Постановление Правительства РФ от 03.06. 08 № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования ВИЭ»;

3) Приказ Минэнерго РФ «О порядке ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электроэнергии на функционирующих на основе ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах»;

4) Распоряжение Правительства РФ 1-р от 08.01. 09 «Об утверждении основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе ВИЭ на период до 2020 г.».

Последний документ является наиболее значимым для ускоренного и масштабного развития ВИЭ в РФ и устанавливает государственный приоритет в отношении ВИЭ, а также количественные ориентиры ее развития до 2020 г. Ответственным за координацию деятельности федеральных органов исполнительной власти по реализации Основных направлений принятым Распоряжением утверждено Минэнерго РФ [59]. Органам исполнительной власти субъектов РФ и органам местного самоуправления данным распоряжением рекомендовано в пределах их компетенции при формировании региональных и муниципальных программ развития предусматривать меры по реализации положений Основных направлений развития ВИЭ. Распоряжением установлены целевые показатели объема производства и потребления электроэнергии с использованием всех видов ВИЭ за исключением больших ГЭС в совокупном балансе ее производства и потребления (табл. 4.8). Аналогичные целевые показатели развития ВИЭ также отражены в Концепции долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2020 г. (утверждена Постановлением Правительства РФ от 17.11. 08 №1662-р) и внесены в принятую «Энергетическую стратегию России 2030».

Таблица 4.8. **Планируемые целевые показатели производства электроэнергии ВИЭ в РФ**

Год	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Доля ВИЭ (без крупных ГЭС), %	0,9	1,5	2,5	4,5

В совокупности эти целевые показатели являются сигналом для бизнес-сообщества для переориентации инвестиционных идей и действий в сторону ВИЭ. Принятые цели не содержат разбивки по видам ВИЭ, как это было предложено Правительству РФ в первоначально разработанном при участии авторов в проекте (целевые показатели проекта по видам ВИЭ приведены в табл. 4.9 [60]).

В развитие правовой базы ВИЭ в РФ во исполнение принятых распоряжений Правительства РФ, анализ которых был дан в [55], в настоящее время разрабатывается или проходит процедуру согласования в министерствах целый комплекс проектов подзаконных актов и постановлений Правительства РФ, направленных на создание правовых и экономических условий ускоренного и масштабного развития возобновляемой энергетики в РФ. Наиболее важными из них являются:

- Постановление Правительства РФ «О порядке определения прибавляемой к равновесной цене оптового рынка на электроэнергию надбавки для определения цены на электроэнергию, произведенную... на основе использования ВИЭ»;
- Постановление Правительства РФ «Об утверждении целевых показателей производства электроэнергии в РФ на основе ВИЭ на период до 2020 г.»;

Таблица 4.9. **Планируемые целевые показатели производства электроэнергии ВИЭ в РФ, млрд кВт·ч/МВт**

Электростанции	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
ГЭС мощностью менее 25 МВт	2,8/680	3,5/850	10,0/850	20,0/4800
Ветровые	0,0097/12	0,21/120	2,6/1500	17,5/7000
Геотермальные	0,4/71	0,6/90	2,0/300	5,0/750
ТЭС (на биомассе)	5,2/1413	13,5/2800	22,0/5000	34,9/7850
Приливные	0,00/1,5	0,00/1,5	0,024/12	2,3/4500
Солнечные	0,00002/0,02	0,00003/0,03	0,002/1,5	0,018/12,1
Прочие	0/0	0/0	0,08/20	0,5/250
Доля ВИЭ (без больших ГЭС), %	0,9	1,5	2,5	4,5

- Постановление Правительства РФ «О критериях предоставления субсидий из федерального бюджета в порядке компенсации стоимости технологического присоединения генерирующих объектов с установленной мощностью не более 25 МВт на основе ВИЭ...»;
- Постановление Правительства РФ «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода»;
- Изменения 2007 г. в ФЗ № 35 «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон Российской Федерации № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления от 24.06.98»;
- ПП № 426 «О квалификации генерирующего объекта на основе возобновляемых источников энергии»;
- ПП № 1166-р от 16 августа 2009 г. «О разработке законодательных актов» — Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.02 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды (в редакции 31.12.05)»;
- Указ Президента Российской Федерации от 04.07.08 № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»;
- Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.09 № 1-р «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года»;
- Указ Президента Российской Федерации от 30.01.10 № 120 «Об утверждении доктрины продовольственной безопасности Российской Федерации»;
- Международная инициатива 3R экспертного совета «Большой восьмерки» в Японии по комплексному использованию отходов (2004 г.);
- Государственная программа «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на период до 2020 г.». Запущен механизм частно-государственного партнерства в области энергоэффективности и ВИЭ, определены формы государственной поддержки;
- Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.08 № 87);

• Методические рекомендации по технологическому проектированию систем удаления и подготовки к использованию навоза и помета РД-АПК 1.10.15.02–08 (Минсельхоз России);

• Энергетическая стратегия России на период до 2030 г., утвержденная распоряжением правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.

Однако длительность и сложность принятия указанных подзаконных актов вызывает серьезные опасения за реальность выполнения Распоряжения 1-р.

Внесенные 5 февраля 2010 г. правительством РФ поправки к ПП № 426 «О квалификации генерирующего объекта на основе возобновляемых источников энергии» вызвали неоднозначную реакцию участников рынка. В частности, поправки предполагают, что только генератор, включенный в Генеральную схему, может быть квалифицирован и иметь право на получение надбавок к цене оптового рынка.

Заинтересованность властей в развитии возобновляемой энергетики не отменяет административных барьеров, которые создаются с принятием поправок к ПП № 426 от 3 июня 2008 г. «О квалификации генерирующего объекта на основе возобновляемых источников энергии». Озабоченность участников рынка вызывает также срыв сроков появления проектов законодательных и подзаконных актов, предусмотренных ПП № 1166-р от 16 августа 2009 г.

4.6. ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Сегодня доступ к современным источникам энергии отсутствует у 1,4 млрд человек. 65-я сессия Генеральной Ассамблеи ООН подчеркнула, что продвижение устойчивого энергетического развития крайне важно для ликвидации бедности, защиты здоровья населения, обеспечения доступа к образованию, создания рабочих мест и экономического развития в целом. Как указывалось выше, это относится и к определенной части территории России.

Генеральный секретарь ООН Пан Ги Мун выступил с инициативой «Устойчивая энергетика для всех», которая предусматривает решение к 2030 г. трех взаимозависимых задач: обеспечение всеобщего доступа к современным энергетическим услугам; снижение интенсивности мирового энергопотребления на 40 %; уве-

личение доли возобновляемых источников энергии в мире до 30 %.

В связи с этим *2012 г. провозглашен ООН международным годом устойчивого развития энергетики.* ООН рекомендовала всем государствам-членам в 2012 г. уделить повышенное внимание решению вопросов обеспечения современного электроснабжения, доступности энергоресурсов, а также энергоэффективным, экологичным источникам энергии и технологиям энергопользования.

Во всем мире в 2008 г. инвестировали 51,8 млрд дол. в ветроэнергетику, 33,5 млрд дол. в солнечную энергетику и 16,9 млрд дол. в биотопливо. Страны Европы в 2008 г. инвестировали в альтернативную энергетику 50 млрд дол., страны Америки — 30 млрд, КНР — 15,6 млрд, Индия — 4,1 млрд дол.

В 2009 г. инвестиции в возобновляемую энергетику во всем мире составляли 160 млрд дол., а в 2010 г. — 211 млрд дол. В 2010 г. в ветроэнергетику было инвестировано 94,7 млрд дол., в солнечную энергетику — 26,1 млрд дол., в технологии производства энергии из биомассы и мусора — 11 млрд дол. В 2011 г. инвестиции в возобновляемую энергетику составили почти 300 млрд дол.

Россия пока в этом процессе участвует крайне ограниченно, хотя в последние годы принимаются определенные меры по созданию законодательной базы децентрализованной (распределенной) энергетики (ДЭ).

Централизованное энергоснабжение — это энергоснабжение потребителей от ЕЭС России или местной (региональной) энергосистемы. Децентрализованная энергетика осуществляется без связи с энергосистемой. Деление энергетики в нашей стране на «большую», «малую» и «нетрадиционную», чего нет за рубежом, представляется условным, недостаточно оправданным и вносит путаницу.

Это вызывает снисходительное отношение со стороны представителей «большой энергетики» и снижает конкурентоспособность НВИЭ. Термин «малая энергетика» (МЭ) включает в себя условно также малые генерирующие установки и комплексы, в основном не подключенные к централизованным электросетям, функционирующие на основе традиционных видов топлива и ВИЭ.

Децентрализация производства энергии увеличивает энергобезопасность как отдельных регионов, так и страны в целом. Установки ДЭ — это основной источник энергии для отдаленных и труднодоступных районов, где ее дефицит является сдерживающим фактором развития.

Децентрализованное энергоснабжение энергетических островов и конечных точек сетей — это, по разным оценкам, до 2/3 территории России, 20 млн чел., 40 тыс. поселков, или 10 % генерации в стране сегодня и по разным расчетам 30 % в перспективе. Улучшение децентрализованного энергоснабжения и повышение его надежности является одной из сложных и важных проблем экономического и социального развития многих регионов. Использование местных и возобновляемых энергоресурсов будет существенно способствовать этому.

Технические и организационные решения и требования, которые надо учитывать при создании децентрализованной концепции и стратегии энергоснабжения, имеет свои особенности:

1) существенную неоднородность, неравномерность распространения энергосистемы России и наличие большого числа удаленных, энергоизолированных территорий, испытывающих трудности для обеспечения необходимого надежного энергоснабжения;

2) только централизованное энергоснабжение в силу ряда причин не может решить всех вопросов энергообеспеченности и энергобезопасности потребителей и не гарантирует эффективного управления энергообеспечением;

3) с точки зрения национальной безопасности, более высокая уязвимость больших энергоузлов с протяженными сетями по сравнению с совокупностью децентрализованных, «островных» источников;

4) отсутствие федеральной структуры, определяющей общие правила в данной сфере.

Предпочтительное использование местных энергоресурсов («забалансовые запасы» угля, нефти, газа; торфа, леса, производственных и бытовых отходов и т. п.) и ВИЭ — один из основных вариантов решения чрезвычайно важной и злободневной задачи.

Децентрализованная энергетика — специфическая подотрасль энергетики, связанная совокупностью организационных, технических и финансовых структур и мероприятий в области произ-

водства и использования оборудования, тепла, электроэнергии и энергоресурсов.

Необходимо отметить, что речь идет о ранее достаточно развитой в нашей стране «малой энергетике». В результате изменения энергетической политики в стране с середины 50-х годов прошлого века, ориентации на постоянное укрупнение мощностей энергетики, были уничтожены или заброшены ветровые и водяные мельницы общей мощностью более 1000 МВт и тысячи ВЭУ общей мощностью до 80 МВт, тысячи малых ГЭС. Прекращено производство и использование локомобилей, работающих на отходах лесного и сельскохозяйственного производства, автомобилей на дровах, тракторов на соломе и т. д.

Состав энергоустановок и их мощности при децентрализованной энергетике определяется из наличия местных энергоресурсов, источников и потребителей. При этом задача решается, исходя не из возможностей центра большой генерации, по мере удаления от которого потери растут, а управляемость снижается, а из места потребления и интересов конкретных потребителей, ресурсов и возможностей. Поэтому четко определяется область применения: энергетические зоны (за рубежом вариант островного энергоснабжения) и слабые места сетей, где требуются дополнительные мощности.

Главную роль в развитии децентрализованной и возобновляемой энергетики, по-видимому, должны играть регионы и независимые производители при соответствующей поддержке государства и благоприятном отношении монополистов — сегодня основных энергетических компаний и производителей энергетического оборудования.

Важный фактор поддержки развития НВИЭ при этом — это постоянный высокий рост цен на сетевую электроэнергию.

Правительство формально поддерживает развитие децентрализованной генерации, что закреплено в ряде стратегических документов, таких, как Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. и Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г. Для развития такой энергетики в ноябре 2010 г. создана специальная технологическая платформа. Внедрение объектов малой энергетики, прежде всего мини-ТЭЦ, предусматривается и в Стратегиях развития некоторых регионов РФ.

Несмотря на признание властными структурами необходимости внедрения источников такой генерации, развитие отрасли осложнено множеством факторов. Это отсутствие работающих экономических мер, стимулирующих ее развитие, в том числе слабая проработанность правил продажи электроэнергии и мощности малой генерации на розничном рынке; неприспособленность структур электроэнергетики и производства тепла к расширению участия в них малых энергетических установок; отсутствие механизмов тарифной поддержки малой генерации в сфере ЖКХ; административные барьеры. Не случайно основные вводы распределенной генерации предусмотрены Генеральной схемой развития электроэнергетики только в 2026 – 2030 гг.

Авторам представляется, что такая подотрасль энергетики, как децентрализованная энергетика, должна стать важной составляющей Энергетической стратегии страны. Ветроэнергетика в силу своих особенностей и преимуществ может сыграть решающую роль в ее развитии.

4.7. ВЫВОДЫ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

В брошюре показаны возможности и перспективы целесообразности широкомасштабного использования ветроэнергетики в России.

Отмечено, что стратегическими целями использования возобновляемых источников энергии и местных видов топлива и ветроэнергетики являются:

- снижение темпов роста антропогенной нагрузки на окружающую среду и противодействие климатическим изменениям и необходимость удовлетворения растущего потребления энергии;
- рациональное использование и снижение темпов роста потребления ограниченных ресурсов ископаемого топлива в условиях неизбежного истощения его запасов;
- сохранение здоровья населения и качества жизни путем замедления темпов роста загрязнения окружающей среды при использовании ископаемого топлива, а также снижение общегосударственных расходов на здравоохранение;
- замедление темпов роста затрат на распределение и транспортировку электрической энергии и топлива и возникающих при этом потерь;

• вовлечение в топливно-энергетический баланс дополнительных топливно-энергетических ресурсов;

• повышение уровня энергетической безопасности и надежности энергоснабжения за счет увеличения уровня его децентрализации.

По существующим оценкам, технический ресурс возобновляемых источников энергии, преобладающую долю в котором имеет потенциал использования энергии солнца и ветра России, составляет не менее 4,5 млрд т условного топлива в год, что более чем в 4 раза превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов. Экономический потенциал возобновляемых источников энергии зависит от существующих экономических условий, уровня энергетических технологий, стоимости, наличия и качества запасов ископаемых топливно-энергетических ресурсов, а также региональных особенностей. Указанный потенциал меняется во времени и должен специально оцениваться в ходе подготовки и реализации конкретных программ и проектов по развитию возобновляемых источников энергии (с учетом комплексной оценки их конкретного вклада в достижение указанных стратегических целей).

В перспективе намечается обеспечить рациональный, экономически обоснованный рост использования различных видов возобновляемых источников энергии для производства электрической энергии и тепла, а также расширить использование альтернативных видов топлива для транспорта и энергетики.

Для решения этих задач необходимо формирование комплекса мер государственной политики в указанной сфере, предусматривающих системную государственную поддержку этого направления и увязанных с намечаемыми и реально осуществляемыми темпами развития возобновляемых источников энергии. Указанные темпы должны быть также увязаны с созданием необходимой инфраструктуры, повышением конкурентоспособности производства электроэнергии на базе возобновляемых источников энергии, а также их рациональным участием в формировании топливно-энергетических балансов конкретных регионов.

В этих целях предусматривается разработка и регулярное уточнение схемы размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на территории России. При этом необходимо учитывать

размещение производительных сил, перспективы социально-экономического развития регионов и ресурсной базы, включая перечень проектов сооружения новых и реконструкции существующих генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

В условиях растущего объема производства электроэнергии планируется обеспечить как минимум не снижающуюся долю возобновляемых источников энергии в этом объеме, что соответствует производству к 2030 г. на базе возобновляемых источников энергии не менее 80 – 100 млрд кВт·ч в год.

В целом государственная политика в сфере использования ВИЭ на период до 2030 г. будет предусматривать:

- координацию мероприятий в области развития электроэнергетики и возобновляемой энергетики;
- рациональное применение мер государственной поддержки развития возобновляемой энергетики, в том числе путем оплаты электрической энергии, произведенной с использованием возобновляемых источников энергии, при ее реализации на оптовом рынке, с учетом надбавок к равновесной цене оптового рынка, а также путем возмещения платы за технологическое присоединение к сетям;
- разработку комплекса мер по государственной поддержке промышленности и научных институтов для обеспечения отрасли ВИЭ российским оборудованием, комплектующими и передовыми технологиями, в том числе с использованием трансферта технологий и локализации на российских предприятиях производства комплектующих для электростанций, работающих на возобновляемых источниках энергии;
- создание благоприятных условий для привлечения внебюджетных инвестиций в целях сооружения новых и реконструкции существующих генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и использование механизма венчурных фондов для инвестирования в объекты возобновляемой энергетики;
- поддержку развития малых предприятий, функционирующих на рынке энергетического сервиса в сфере возобновляемой энергетики;

• обеспечение доступности информации о формировании и реализации мероприятий по развитию возобновляемой энергетики;

• осуществление технического и технологического контроля и надзора за соблюдением требований безопасности при использовании возобновляемых источников энергии.

Государственная политика в сфере использования местных видов топлива на период до 2030 г. должна предусматривать:

• восстановление и поддержку развития производства местных источников топлива (торфа, отходов лесной и деревообрабатывающей промышленности), создание тепловых электростанций и котельных, работающих на этих источниках, в том числе в труднодоступных и удаленных регионах;

• создание условий для выработки энергии на базе использования городских бытовых отходов.

Реализация указанной политики наряду с развитием децентрализованной энергетики и использованием местных месторождений углеводородных и угольных ресурсов позволит обеспечить уменьшение в 1,3 – 1,5 раза доли привозных энергоресурсов в региональных топливно-энергетических балансах, составляющей сегодня около 45 %.

Экономия топлива. ВЭУ в процессе эксплуатации не потребляют ископаемого топлива. Работа ВЭУ мощностью 1 МВт за 20 лет позволяет сэкономить примерно 29 тыс. т угля или 92 тыс. баррелей нефти.

Себестоимость электроэнергии, производимой современными ВЭУ, зависит от скорости ветра и оценивается в 2,5 – 5 центов США/(кВт·ч). Себестоимость электроэнергии, производимой на угольных электростанциях США, составляет 4,5 – 6 цента/(кВт·ч). Средняя стоимость электроэнергии в КНР — 4 цента/(кВт·ч). При удвоении установленных мощностей ветрогенерации себестоимость производимой электроэнергии падает на 15 %. Ожидается, что себестоимость еще может быть снижена на 35 – 40 %. В начале 80-х годов стоимость электроэнергии от ВЭУ в США составляла 38 центов.

Другие экономические проблемы. Ветроэнергетика является нерегулируемым источником энергии. Выработка ВЭУ и ВЭС зависит от силы ветра — фактора, отличающегося большим непостоянством. Соответственно, выдача электроэнергии от ВЭУ в энергосистему отличается большой неравномерностью как в

суточном, так и в недельном, месячном, годовом и многолетнем разрезах. Учитывая, что энергосистема сама имеет неоднородности нагрузки (пики и провалы энергопотребления), регулировать которые ветроэнергетика, естественно, не может, введение значительной доли ветроэнергетики в энергосистему способствует ее дестабилизации. Понятно, что ветроэнергетика требует резерва мощности в энергосистеме (например, в виде газотурбинных электростанций), а также механизмов сглаживания неоднородности их выработки (в виде ГЭС или ГАЭС). Увеличение числа ВЭУ, расположенных в разных ветровых зонах, приводит к уменьшению воздействия этого фактора. Данная особенность ветроэнергетики удорожает получаемую от них электроэнергию. Энергосистемы с большой неохотой подключают ВЭУ к энергосетям, что приводит к появлению законодательных актов, обязывающих их это делать.

Проблемы в сетях и диспетчеризации энергосистем из-за нестабильности работы ВЭУ начинаются после достижения ими 15 – 30 % общей установленной мощности системы. Для России это будет ощутимо при мощности ВЭУ 30 – 60 тыс. МВт.

Небольшие единичные ВЭУ могут иметь проблемы с сетевой инфраструктурой, поскольку стоимость линии электропередачи и распределительного устройства для подключения к энергосистеме могут оказаться слишком большими. Проблема частично решается, если ВЭУ подключается к местной сети, где есть энергопотребители. В этом случае используется существующее силовое и распределительное оборудование, ВЭС создает некоторый подпор мощности, снижая мощность, потребляемую местной сетью извне. Трансформаторная подстанция и внешняя линия электропередачи оказываются менее нагруженными, хотя общее потребление мощности может быть выше.

Крупные ВЭУ испытывают значительные проблемы с ремонтом, поскольку замена крупной детали (лопасти, ротора и т. п.) на высоте более 100 м является сложным и дорогостоящим мероприятием.

Экономика малой ветроэнергетики. В России считается, что применение ВЭУ малой мощности в быту для обеспечения теплом и электроэнергией малоцелесообразно из-за высокой цены энергии, получаемой от ВЭУ, которая складывается из:

• высокой стоимости ВЭУ и инвертора, составляющей до 50 % стоимости установки (применяется для преобразования переменного или постоянного тока, получаемого от ВЭУ, в переменные ток и напряжение 220 В 50 Гц и синхронизации его по фазе с внешней сетью при работе генератора в параллель);

• высокой стоимости аккумуляторных батарей — около 25 % стоимости установки (используются в качестве источника бесперебойного питания при отсутствии или пропадании внешней сети);

• сравнимого по стоимости со всей установкой дизель-генератора (добавляют к установке для обеспечения надежного электроснабжения).

В настоящее время практически не рассматривается наиболее экономически целесообразный вариант получения с помощью ВЭУ не электрической энергии промышленного качества, а постоянного или переменного тока (переменной частоты) с последующим преобразованием его с помощью тепловых насосов, тепловых насосов и ТЭНов в тепло для обогрева жилья и получения горячей воды. При этом необходимо учитывать, что для России получение тепла фактически важнее электроэнергии высокого качества. Эта схема имеет несколько преимуществ:

• отопление является основным энергопотреблением любого дома в России;

• схема ВЭУ и управляющей автоматики кардинально упрощается;

• схема автоматики может быть в самом простом случае построена на нескольких тепловых реле;

• в качестве аккумулятора энергии можно использовать надежные и отработанные тепловые аккумуляторы или обычный бойлер с водой для отопления и горячего водоснабжения;

• потребление тепла не так требовательно к качеству и бесперебойности: температуру воздуха в помещении можно поддерживать в широких диапазонах 19 — 25 °С, а в бойлерах горячего водоснабжения 40 — 97 °С без ущерба для потребителей.

В работах авторов:

1) проведен анализ истории развития и состояния отечественной ветроэнергетики. Показано, что, по существующим оценкам, технический ресурс возобновляемых источников энергии, преобладающую долю в котором имеет потенциал использования энер-

гии солнца и энергии ветра, составляет не менее 4,5 млрд т условного топлива в год, что более чем в 4 раза превышает объем потребления всех топливно-энергетических ресурсов России в настоящее время;

2) разработаны методология и реализующая ее эффективная (по затратам времени и средств) информационно-аналитическая и численная методика определения и анализа энергетической и экономической эффективности ветроэнергетики в месте размещения ВЭУ. Они включают компьютерные базы данных и расчетную методику прогноза мощности ВЭС известных типов с погрешностью менее 14 – 15 % для равнинных и менее 18 – 24 % для территорий со сложным рельефом и подстилающей поверхностью;

3) проведен анализ ожидаемой технико-экономической эффективности современных ВЭС в условиях РФ, на основании которого определены типы и параметры ВЭУ и ВЭС, оптимальные для использования в российских климатических, производственных и экономических условиях. Наиболее эффективными для использования в России на основании проведенного исследования представляются ВЭС установленной мощности 25 – 50 МВт на базе ВЭУ единичной мощности 1,5 – 2 МВт;

4) разработаны методология и методика статистического моделирования ВЭП в России с комплексным использованием данных измерений ветра на МС и АС. С их помощью выявлены закономерности территориального, высотного, сезонного и суточного распределения ВЭП и определены регионы для эффективного использования современных ВЭУ различной мощности, более рационально расположенные по сравнению с ранее считавшимися приоритетными;

5) уточнен технический ВЭП РФ, который, по оценкам, составляет не менее 11 500 млрд кВт·ч/год и вдвое превышает оценки, выполненные ранее, и в 11,5 раза — современное потребление электроэнергии в стране. При этом технический ВЭП Центрального, Северо-Западного, Приволжского и Южного федеральных округов, где проживает 73 % населения РФ, по выполненным оценкам, составляет примерно 3450 млрд кВт·ч/год, против 1000 млрд кВт·ч/год, полученных другими авторами;

6) с использованием развитых авторами методик выявлены районы и условия, в которых ветроэнергетика обладает большей

экономической эффективностью, чем наиболее экономичные в настоящее время электростанции на газе. Оцененная авторами суммарная выработка электроэнергии таких ВЭС превышает 1100 млрд кВт·ч/год (больше потребления электроэнергии в РФ сегодня);

7) полученные авторами результаты ресурсных, технических, энергетических и экономических исследований свидетельствуют о наличии в России практически всех (за исключением нормативно-правовой базы их развития) необходимых условий широкомасштабного и эффективного использования ветроэнергетики в России (с суммарной мощностью ВЭС в электроэнергетике — до 30 ГВт, на транспорте — до 17 ГВт, в сельском хозяйстве — до 2 ГВт);

8) обоснованы энергетически и экономически целесообразные для РФ сценарии использования ветроэнергетики. С учетом ресурсной обеспеченности, технологических, производственных и экономических условий для России оптимальны суммарные установленные мощности ВЭС до 7 ГВт в 2020 г. и до 30 ГВт в 2030 г. При этом годовая выработка электроэнергетики составит 17 млрд кВт·ч в 2020 г. и 80 – 85 млрд кВт·ч с долей к 2030 г. до 5 – 6 % потребления электроэнергии в РФ, с замещением до 35 млрд $м^3$ газа в ТЭК РФ и сокращением эмиссии CO_2 до 50 млн т.

Разработан и предлагается к реализации проект Генеральной схемы размещения ВЭС на территории РФ до 2020 г.

9) на данный момент существует достаточно большое количество мер поддержки ВИЭ. Некоторые из них уже зарекомендовали себя как эффективные и понятные участникам рынка. Среди таких мер стоит более подробно рассмотреть:

- зеленые сертификаты;
- возмещение стоимости технологического присоединения;
- тарифы на подключение;
- налоговые каникулы;

10) уже в ближайшие годы предполагается принять меры и создать необходимые условия для широкомасштабного и эффективного использования ВЭУ, солнечных батарей и коллекторов, малых ГЭС, геотермальных и приливных электростанций, станций на биомассе и отходах.

Все это позволяет надеяться, что намерения развивать децентрализованную и возобновляемую энергетику продиктованы не

равнением на модные западные веяния, реализуемые пока усилиями отдельных энтузиастов, желающих удовлетворить свое любопытство или научный интерес, как считает ряд руководителей разного уровня, а прежде всего насущной необходимостью, вызванной задачей обеспечения благоприятной среды обитания для всего населения страны и стремлением максимально сохранить для потомков возможность жить не в бесплодной холодной пустыне, а в богатой и процветающей, экологически благоприятной и имеющей природные ресурсы стране.

Список литературы

1. **Global** Wind 2009 Report // WWEA — Global Wind Energy Council, Brussels, 2010.
2. **Материалы** Первого Всесоюзного совещания по развитию нетрадиционных возобновляемых источников энергии // Энергетическое строительство. 1991. № 3. С. 6 – 65.
3. **Дьяков А. Ф.** Проблемы развития нетрадиционной энергетики на современном этапе // Энергетическое строительство. 1991. № 3. С. 6 – 12.
4. **Перминов Э. М.** Перспективы развития нетрадиционной энергетики // Энергетик. 1992. № 9, С. 7 – 9.
5. **Global** Wind Energy Outlook 2008 // GWEC, Green Peace. Brussels, 2009.
6. **Wind Energy** — The Facts. Current Status and Future of Wind Power // European Wind Energy Association. Brussels, Belgium. EWEA, 2009.
7. **Перминов Э. М.** Развитие ветроэнергетики // Энергетик. 1993. № 9. С. 2 – 6.
8. **Перминов Э. М.** Проблемы и перспективы развития нетрадиционной электроэнергетики // Энергетик. 1994. № 1. С. 30 – 31.
9. **Проблемы** развития нетрадиционной энергетики / Э. М. Перминов, А. А. Чернавский и др. // Энергетик. 1994. № 6. С. 23 – 24.
10. **Системы** генерирования ветроэлектрических установок большой мощности / Лабунец И. А., Шакарян Ю. Г., **Перминов Э. М.** и др. // Конференция EWEA, Салоники, Греция, 1994.
11. **Перминов Э. М.** Освоение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в России // Мировая электроэнергетика. 1995. № 2. С. 43 – 48.
12. **Пермиов Э. М.** Возрождение ветроэнергетики РФ // Энергетик. 1995. № 9. С. 7 – 8.
13. **Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И.** Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов РФ и методические основы их определения. М.: «Атмограф». 2008.
14. **Дьяков А. Ф., Перминов Э. М., Шакарян Ю. Г.** Ветроэнергетика России: Состояние и перспективы развития. М.: Изд-во МЭИ. 1996.
15. **Перминов Э. М.** Нетрадиционная электроэнергетика — состояние и перспективы развития // Энергетик. 1996. № 5. С. 10 – 11.
16. **Григорьев Ю. А., Миклашевич Н. В.** Перспективы развития малой энергетики в Калмыкии // Энергетик. 1996. № 11. С. 10 – 12.
17. **Перминов Э. М.** Использование нетрадиционных местных энергоресурсов в Калмыкии // Энергетик. 1996. № 11. С. 24 – 25.

18. **Аполлонов Ю. Е., Миклашевич Н. В., Стоцкий А. Д.** Перспективы комплексного использования ветроэлектростанций с другими энергоисточниками // Энергетик. 1997. № 2. С. 16 – 18.

19. **Перминов Э. М.** Об опыте развития ветроэнергетики в Германии // Энергетик. 1997. № 11. С. 20.

20. **Вертикально-осевая** ветроустановка мощностью 20 кВт / В. А. Михайлов, И. Ю. Костюков, О. Л. Перфилов и др. // Энергетик. 1997. № 10. С. 14 – 16.

21. **Перминов Э. М.** Крупная ветроустановка на северо-западе страны // Энергетик. 1999. № 5. С. 22.

22. **Перминов Э. М.** О состоянии и перспективах нетрадиционной электроэнергетики // Энергетик. 1998. № 10. С. 13 – 14.

23. **Системы** генерирования ветроэлектрических установок большой мощности / И. А. Лабунец, Т. В. Плотникова, Ю. Г. Шакарян и др. // Энергетик. 2000, № 4. С. 11 – 13.

24. **Бритвин О. В., Перминов Э. М.** Состояние и перспективы развития нетрадиционной энергетики в ОАО РАО «ЕЭС России» // Информэнерго. 2000. С. 6 – 10.

25. **Перминов Э. М., Селезнев И. С., Лавров В. С.** Состояние и перспективы развития ветроэнергетики // Информэнерго. 2000. С. 32 – 35.

26. **Кушнарев Ф. А., Базик А. А.** Опыт внедрения ветроэнергетических установок в Ростовской области // Информэнерго. 2000. С. 35 – 36.

27. **Шеин В. Я.** Вопросы создания экспериментальной ВЭС в условиях Заполярья // Информэнерго. 2000. С. 40.

28. **Тибейко И. О., Перминов Э. М.** Калмыцкая опытная ветровая электростанция // Информэнерго. 2000. С. 42 – 44.

29. **Перминов Э. М.** Возможности дальнейшего развития ветроэнергетики в РАО «ЕЭС России» // Энергетик. 2001. № 12. С. 23 – 24.

30. **Перминов Э. М.** Малая энергетика — не значит неважная: возобновляемая энергетика — значит неисчерпаемая // Основной ресурс. 2004. № 3. С. 34 – 38.

31. **Delivering** Offshore Wind Power in Europe. Policy Recommendations for Large Deployment of Offshore Wind Power in Europe by 2020 // Brussels, Belgium. EWEA. 2008.

32. **European** Offshore Supergrid: Vision and Executive Summary // Airtricity, 2006.

33. **Lemming J., Nielsen S., Morthorst E.** A tendering Procedure for Developing Offshore Wind Farm in Danish Water // RISO National Laboratory, Denmark. Proceedings. EWEC. 2003.

34. **European** Wind Farm Project Cost // History and Projection. 2008. Garrad Hassan — Enova. 2009.

35. **Krohn S., Morthorst P.-E., Averbuch S.** The Economics of Wind Energy // A Report by the European Enrgy Association. EWEA. 2009.
36. **O&M cost** and Economical Life-time of Wind Turbines / J. Lemming, P. E. Morthorst, L. H. Hansen and oth. // Proc. Europian Wind Energy Conference, 2006.
37. **Перминов Э. М.** Состояние и перспективы развития мировой ветроэнергетики // Вести в электроэнергетике. 2002. № 1. С. 67 – 70.
38. **Дьяков А. Ф.** Некоторые аспекты обеспечения энергетической безопасности страны и развития малой энергетики // Энергетик. 2003. № 4. С. 4 – 6.
39. **Перминов Э. М.** Энергетическая безопасность малой энергетики: XXI век // Энергетик. 2003. № 4. С. 6 – 8.
40. **Дьяков А. Ф. Пермнпов Э. М.** Возобновляемая энергетика будущего // Международный форум «Мировой опыт и экономика России». 2005. № 2. С. 74 – 76.
41. **Энергетика** XXI века — время действовать // Доклад МИРЭС, 2000.
42. **Электроэнергетика** России / Под ред. А. Ф. Дьякова. М.: «Информэнерго». 1997.
43. **Дьяков А. Ф.** Малая энергетика. России: Проблемы и перспективы // Приложение к журналу «Энергетик». М.: НТФ «Энергопрогресс». 2003.
44. **80 лет развития** энергетики: От плана ГОЭРЛО к реструктуризации РАО «ЕЭС России». М.: «Информэнерго. 2000.
45. **Дьяков А. Ф.** Состояние и перспективы развития: Малая возобновляемая энергетика России // Вести в электроэнергетике. 2006. № 1. С. 14 – 20.
46. **Перминов Э. М.** Возобновляемая энергетика — важная составляющая энергообеспечения страны // Вести в электроэнергетике. 2003. № 6. С. 55 – 60.
47. **Справочник** по ресурсам ВИЭ России и местным видам топлива / П. П. Безруких, В. В. Дегтярев, В. В. Елистратов и др. М.: ИАЦ Энергия, 2007.
48. **Ныркоеский В. И., Перминов Э. М.** Об оценке экономической эффективности автономных ветроэлектрических установок // Энергетик. 2007. № 4. С. 15 – 17.
49. **Перминов Э. М.** Вопросы развития малой нетрадиционной энергетики // Вести в электроэнергетике. 2009. № 3. С. 27 – 32.
50. **Перминов Э. М.** Развитие децентрализованной возобновляемой энергетики и решение экологических проблем России // Электро. 2007. № 3. С. 2 – 9.
51. **Prokurorov N. S., Perminov E. M.** Versuchs-windkraftwerk in Kalmykien // Deutsche — Russische Konferenz. Freiburg, 1994.

52. **Перминов Э. М.** О стратегии развития энергетики // Энергетик. 2008. № 9. стр. 19 – 25.

53. **Материалы** VI Всероссийского энергетического Форума «ТЭК России в XXI веке». 1 – 4 апреля 2008 г.

54. **Перминов Э. М., Ныркoвский В. И., Кулаков А. В.** Возродить российскую ветроэнергетику // Энергетик. 2010. № 10. С. 15 – 20.

55. **Перспективы** развития возобновляемых источников энергии в России: Результаты проекта ТАСИС / В. Г. Николаев, С. В. Ганага, Ю. И. Кудряшов и др. Под. Ред. В. Г. Николаева. М.: Атмограф. 2010.

56. **Перминов Э. М.** Децентрализованная и возобновляемая энергетика — важный национальный проект // Вести в электроэнергетике. 2007. № 4. С. 31 – 34.

57. **Directive** 2008 / 0016 (COD) of the Eurpean Parlament and of the Council on the promotion of the use of energy from reneable energy sources (Directive 20 – 20 – 20) // Commission of the Eurpean Communities. Brussels, 2008.

58. **Энергетическая** стратегия России до 2030 года (ЭС-2030). М.: Минэнерго РФ. 2009.

59. **Копылов А. Е.** Законодательная поддержка развития возобновляемой энергетики в России // Малая энергетика, НИИЭС. 2008. № 1 – 2 (6 – 7). С. 20 – 24.

60. **Понкратьев П. А.** К вопросу о правовом обеспечении ВИЭ в России // Малая энергетика, НИИЭС. 2008. № 3 (8). С. 2 – 12.

61. **Вашкевич К. П., Маслов Л. А., Нникoлаев В. Г.** Опыт и перспективы развития ветроэнергетики в России // Малая энергетика. 2005. № 1 – 2. С. 56 – 67.

62. **Жуковский Н. Е.** Ветряная мельница НЕЖ / Полное собрание сочинений, т. VI, М., 1931 (работа впервые опубликована в 1920 г.).

63. **Ветчинкин В. П.** Принципы ветроиспользования / Труды ЦАГИ. М., 1932.

64. **Уфимцев А. Г.** Проблема анемофикации // Труды Курской губернской плановой комиссии. Курск. 1927.

65. **Красовский Н. В.** Ветровые энергоресурсы СССР и перспективы их использования. — Генеральный план электрификации СССР. М., 1932. — Т. 1. С. 440 – 464.

66. **Сабинин Г. Х.** Теория и аэродинамический расчет ветряных двигателей. М. ОГИЗ, 1931.

67. **Андрианов В. Н.,** Быстрицкая Д. **Н, Вашкевич К.** П., **Секторов В. Р.** Ветроэлектрические станции. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1960.

68. **Фатеев Е. М.** Ветродвигатели и ветроустановки. М.: ОГИС-Сельхозгиз, 1948.

69. **Разработка** перспектив ветродвигателестроения и проекта плана освоения ветроэнергетических ресурсов на 1961 — 1980 гг. / Проект технико-экономического Совета Госкомитета по автоматизации и машиностроению Совмина СССР. М., 1961.
70. **Милевский В. Ю.** Методика исследования скоростных роз и диаграмм ветра / Труды ГГО. Вып. 113.
71. **Шефтер Я. И.** Ветроэнергетические агрегаты. М.: Машиностроение, 1972.
72. **Безруких П. П.** Использование энергии ветра: Техника, экономика, экология. М.: Колос, 2007.
73. **Харитонов В. П.** Основы ветроэнергетики. М.: ВИЭСХ, 2010.
74. **Николаев В. Г.** Перспективы и возможные масштабы международного сотрудничества в освоении ветроэлектрического рынка РФ // Доклады Международной конференция в Парламенте ЕС «Russia's Renewable Energy». Брюссель, 29.05.08.
75. **Затопляев Б. С., Николаев В. Г.** Перспективы развития морской ветроэнергетики в акваториях Литвы, Польши и России // Малая энергетика. 2008. № 1 – 2. С. 83 – 86.
76. **Борисенко М. М.** О возможностях крупномасштабного использования энергии ветра на территории России. В сб.: Атмосферная циркуляция, климат, загрязнение воздуха. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1994. С. 110 – 121.
77. **Зубарев В. В., Минин В. А., Степанов И. Р.** Использование энергии ветра в районах севера. Л.: Наука, 1989.
78. **Грибков С. В.** Состояние и перспективы развития ветровых систем электроснабжения малой мощности // Малая энергетика. 2006. № 1 – 2. С. 67 – 76.
79. **Шефтер Я. И.** Использование энергии ветра. М.: Энергоатомиздат. 1983.
80. **Николаев В. Г., Гринцевич Ю. А., Пономаренко Л. В., Плущевский М. Б.** Методика определения ВЭР и оценки эффективности использования ВЭУ на территории России и стран СНГ // Рекомендации по стандартизации. М.: Минтопэнерго, 1994.
81. **Справочник** по климату СССР / Вып. 1 – 34. Ч. 3. Ветер. Л.: Гидрометеоиздат. 1967 – 1969.
82. **Новый** аэроклиматический справочник ПСА над СССР / Под ред. И. Г. Гутермана. Том II. Статистические характеристики ветра. Книги 1 — 10. М.: Гидрометеоиздат. 1986 – 1987.
83. **Новый** аэроклиматический справочник ПСА над СССР / Под ред. И. Г. Гутермана. Том I. Термодинамических параметров атмосферы. Книги 1 – 10. М.: Гидрометеоиздат. 1986 – 1987.
84. **Научно-прикладной справочник** по климату СССР. Сер. 3. Ветер. Ч. 1 — 12 Л.: Гидрометеоиздат. 1985 – 1986.

85. **Wind** Farm Design / Glasgow / Garrad Hassan & Partners Ltd. Scotland, 2009.

86. **Старков А. Н., Лаисберг Л., Безруких П. П., Борисенко М. М.** Атлас ветров России. М.: Можайск-Терра, 2000.

87. **Рекомендации** по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов / ГГО — НПО «Ветроэн». Л.: Гидрометеоиздат, 1989.

88. **Вашкевич К. П., Маслов Л. А., Николаев В. Г.** Работы ЦАГИ по ветроэнергетике / Труды ЦАГИ, 1997. С. 72 – 79.

89. **Ганага С. В., Кудряшов Ю. И., Николаев В. Г.** Компьютерные БД «Флюгер» и «Фаэтон» // Доклады Международного семинара «Российские технологии для индустрии. Альтернативные источники энергии и проблемы энергоснабжения». С.-П. 2005. С. 115 – 122.

90. **Elliot D. L., Holladay C. G., Barchet W. R.** Wind Energy Resource Atlas of the United States // U. S. Department of Energy. Golden. Colorado. 1987.

91. **Виленский П. Л., Лившиц В. Н., Смоляк С. А.** Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика. М.: Дело, 2008.

92. **Электроэнергетика** и характеристики ЭС РФ, СНГ и Балтии. М.: Инкотэк, 2009.

93. **Статистический** сборник. Регионы России. Социально-экономические показатели. М.: Федеральная служба государственной статистики. 2009.

94. **Безруких П. П.** О стоимостных показателях энергетических установок на базе ВИЭ // Энергетическая политика. ИЭС. 2009. Вып. 5. С. 5 – 11.

95. **Ганага С. В., Кудряшов Ю. И., Николаев В. Г.** Сравнительный анализ экономических показателей ВИЭ и традиционных источников энергии // Малая энергетика. 2005. № 1 – 2. С. 13 – 21.

96. **Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И.** Методические основы и результаты анализа эффективности использования возобновляемых и традиционных источников энергии // Доклады Международной конференции «Малая энергетика – 2006». 2006. С. 25 – 28.

97. **Николаев В. Г.** О реальности промышленного производства электроэнергии на ветроэлектрических станциях России // Промышленная энергетика. 2011. № 9. С. 37 – 47.

98. **Николаев В. Г.** К обоснованию целесообразных масштабов и темпов развития ветроэнергетики в России // Известия РАН. Сер. Энергетика. 2011. № 6.

99. **Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И.** Современные технологические и экономические возможности создания крупномасштабной ветроэнергетической отрасли в электроэнергетике РФ // Доклады международной конференции «Russia Power». М. 2007. С. 97 – 104.

100. **Николаев В. Г.** Ветроэнергетика: современное состояние // Академия энергетики. 2007. № 4 [18]. С. 22 – 28.
101. **Николаев В. Г.** Предпосылки создания ветроэнергетической отрасли России // Академия энергетики. 2007. № 6 [20]. С. 30 – 37.
102. **Николаев В. Г., Ганага С. В.** Ветроэнергетика России: Современные технические и экономические предпосылки создания крупномасштабной отрасли // Альтернативная энергетика. 2007. № 3. С. 18 – 21.
103. **Николаев В. Г., Ганага С. В.** ВЭС как альтернативный способ значительного увеличения электрогенерации в России // Малая энергетика. 2008. № 1 – 2. С. 72 – 83.
104. **Николаев В. Г. Ганага С. В.** К выбору эффективной ценовой политики России в отношении энергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками энергии // Малая энергетика. НИИЭС. 2008. № 3 (8). С. 12 – 23.
105. **Николаев В. Г., Ганага С. В.** Обоснование целесообразных сценариев развития ветроэнергетики в России // Энергетическая политика. 2009. № 5. С. 45 – 58.
106. **Николаев В. Г.** Возможные и целесообразные масштабы развития ветроэнергетики в России // Автономная энергетика и экология. 2011. № 4. С. 112 – 121.
107. **Николаев В. Г.** О реальности промышленного производства электроэнергии на ветроэлектрических станциях России // Промышленная энергетика. 2011. № 9, С. 37 – 47.
108. **Николаев В. Г.** Методология ресурсного и технико-экономического обоснования использования ветроэнергетических установок: Диссертация доктора техн. наук. М. 2011.
109. **Николаев В. Г.** Ресурсное и технико-экономическое обоснование широкомасштабного развития и использования ветроэнергетики в России. М.: Атмограф, 2011.
110. **Справочник** по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
111. **Распоряжение** Правительства РФ 1-р от 08.01.09 «Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе ВИЭ до 2020 г.».
112. **Проект** Постановления Правительства РФ «Об утверждении целевых показателей производства электроэнергии в РФ на основе ВИЭ до 2020 г.». М.: ОАО «ГидроОГК». 2008.
113. **Проект** Постановления Правительства РФ «О порядке определения прибавляемой к равновесной цене оптового рынка на электроэнергию надбавки для определения цены на электроэнергию, произведенную на... генерирующих объектах... на основе ВИЭ». М.: ОАО «ГидроОГК». 2008.
114. **СП 11-101–95, СНиП 11-01–95.** Порядок разработки, согласования, утверждения и состава обоснований инвестиций в строительстве зданий и сооружений. М.: Минстрой РФ, 1995.
115. **Промышленность** России 2009. М.: Росгосстат, 2010.

116. **Николаев В. Г.** Оценка ветроэнергетического потенциала России // Энергетик. 2012. № 2. С. 32 – 37.
117. **Николаев В. Г.** К обоснованию генеральной схемы размещения ветроэлектрических станций в России // Энергетик. 2011. № 11. С. 22 – 27.
118. **Николаев В. Г.** Возможный экологический эффект крупномасштабного использования ВЭС в России // Альтернативная энергетика и экология. 2011. № 4. С. 101 – 113.
119. **Николаев В. Г.** Возможный экономический и экологический эффект крупномасштабного использования ВЭС в России // Экология и жизнь. 2009. № 11(96). С. 31 – 39.
120. **Доктрина** продовольственной безопасности РФ / Утверждена Указом Президента РФ от 30 января 2010 г. № 120.
121. **Энергетическая** стратегия сельского хозяйства РФ на период до 2020 года / Российская академия с.-х. наук, Минсельхоз РФ. М.: ВИЭСХ Россельхоз академии. 2009.
122. **Государственная** Программа развития сельского хозяйства и регулирования рынков сельскохозяйственной продукции, сырья и продовольствия на 2008 – 2012 гг. / Утверждена постановлением Правительства РФ от 14 июля 2007 г. rad.su / gosprogramma.
123. **Николаев В. Г.** Возможные масштабы и эффект использования ВЭС в АПК РФ // Механизация и электрификация сельского хозяйства, 2011. № 7. С. 45 – 56.
124. **Prospects** of development of Renewable Power Sources (RES) in Russian Federation: The results of TACIS Project / V. G. Nikolaev, S. V. Ganaga, Y. I. Kudryashov, et al. Europe Aid/116951/C/SV/RU. M.: Publishing House «Atmograph» 2010.
125. **ТЭК и экология** / Минпромэнерго РФ, Институт энергетической стратегии, Институт Глобальных проблем энергоэффективности и экологии. М.: Энергия, 2007.
126. **К методике** разработки генеральной схемы размещения ВЭС на территории РФ // Альтернативная энергетика и экология. 2011. № 7. С. 121 – 128.
127. **Николаев В. Г.** К обоснованию генеральной схемы размещения ветроэлектрических станций в России // Энергетик, 2011. № 8. С. 113 – 119.
128. **Николаев В. Г.** Возможности использования ветроэлектрических станций в решении транспортных проблем России // Наука и техника транспорта. 2011. № 2. С. 77 – 85.
129. **Николаев В. Г.** Возможные масштабы и эффект использования ветроэлектрических станций в нефтегазовом хозяйстве России // Нефтегазовое хозяйство. 2011. № 7. С. 71 – 78.
130. **Перминов Э. М.** Децентрализованная и новая возобновляемая энергетика — важные составляющие энергообеспечения и энергетической безопасности страны // Вести в электроэнергетике. 2012. № 2. С. 38 – 47.
131. **Отчетные** данные WWEA, EWEA и GWEC за 2010 и 2011 гг.

СОДЕРЖАНИЕ

Выпуск 9 (165). Часть 2

Предисловие 3

Список терминов, сокращений и обозначений 8

ГЛАВА ПЕРВАЯ. **Опыт развития отечественной ветроэнергетики** . . 10

1.1. Краткий исторический экскурс 10

1.2. Опыт развития российской ветроэнергетики и производства отечественного ветроэнергетического оборудования 16

1.3. Современное состояние отечественной ветроэнергетики 25

ГЛАВА ВТОРАЯ. **Перспективы развития отечественной ветроэнергетики** 38

2.1. Методическая база определения энергетических характеристик ветра и мощностей ВЭУ 38

2.2. Распределения скорости ветра на территории России 62

2.3. Распределение удельной мощности ветра на территории России 69

2.4. Распределение по территории России средних годовых значений коэффициента использования номинальной мощности ВЭУ 75

2.5. Технический потенциал ВЭС в федеральных субъектах и РФ в целом 78

2.6. Субъекты РФ, перспективные для широкомасштабного использования ВЭС с учетом технологических ограничений 83

Список литературы 90

Выпуск 10 (166). Часть 2 (продолжение)

Предисловие 3

Список терминов, сокращений и обозначений 8

ГЛАВА ТРЕТЬЯ. **Экономическая эффективность использования ВЭС в России** 10

3.1. Методические основы оценки экономической эффективности ВЭС 10

3.2. Возможные варианты ценообразования на электроэнергию ВЭС в РФ 17
3.3. Сравнительный анализ экономической эффективности ВЭС и традиционных российских источников электроэнергии 19
3.4. Потенциал экономически эффективных ВЭС по федеральным округам и субъектам РФ и России в целом 24

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. **Сценарии применения ВЭС в России**. 32
4.1. Возможные и целесообразные сценарии использования ВЭС в России 32
4.2. Перспективные направления использования ВЭС в России 39
4.3. Возможный экологический эффект от использования ВЭС в России 48
4.4. Необходимые условия и мероприятия начального этапа широкомасштабного развития отечественной ветроэнергетики 51
4.5. Отечественный опыт политической, правовой и экономической государственной поддержки ветроэнергетики 53
4.6. Децентрализованная энергетика 57
4.7. Выводы и предложения 61

Список литературы 70

Библиотечка электротехника
Приложение к производственно-массовому журналу «Энергетик»

НИКОЛАЕВ ВЛАДИМИР ГЕННАДЬЕВИЧ
ГАНАГА СЕРГЕЙ ВЛАДИМИРОВИЧ
ПЕРМИНОВ ЭДУАРД МАКСИМОВИЧ

Состояние и перспективы развития мировой и отечественной ветроэнергетики. Часть 2. Отечественная ветроэнергетика (продолжение)

АДРЕС РЕДАКЦИИ:
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14
Тел. (495) 675-19-06, тел./факс 234-74-21

Редакторы: **Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская**
Худож.-техн. редактор **Т. Ю. Андреева**

Сдано в набор 20.08.12. Подписано в печать 16.10.12.
Формат 60×84 1/16. Печать офсетная.
Печ. л. 5,0. Заказ БЭТ/10(166)-2012.
Макет выполнен издательством «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.
Отпечатано типографией издательства «Фолиум»: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Журнал «Энергетика за рубежом»

Приложение к журналу «Энергетик»

Подписывайтесь на специальное приложение к журналу «Энергетик» — **«Энергетика за рубежом»**. Это приложение выходит **один раз в два месяца.**

Журнал «Энергетика за рубежом» знакомит читателей с важнейшими проблемами современной зарубежной электроэнергетики:

— *развитие и надежность энергосистем и энергообъединений;*
— *особенности и новшества экономических и рыночных отношений в электроэнергетике;*
— *опыт внедрения прогрессивных технологий в энергетическое производство;*
— *модернизация и реконструкция (перемаркировка) оборудования электростанций, электрических и тепловых сетей;*
— *распространение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии;*
— *энергосбережение, рациональное расходование топлива и экологические аспекты энергетики.*

Подписку можно оформить в любом почтовом отделении связи по объединенному каталогу **«ПРЕССА РОССИИ». Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы.**

Подписной индекс журнала «Энергетика за рубежом» — *приложения к журналу «Энергетик»*

87261

Об авторах

Николаев Владимир Геннадьевич — директор Автономной некоммерческой организации Научно-информационный центр «АТМОГРАФ», ведущий эксперт международного проекта TACIS «Возобновляемые источники энергии в России» (2007 – 2009 гг.), действительный член Инженерной академии РФ, доктор техн. наук, ведущий специалист в области получения и практического использования знаний об атмосфере и климатических ресурсах Земли, активный идеолог широкомасштабного использования ВИЭ в России.

Автор около 150 научно-технических статей, монографий, национальных и международных стандартов ИСО.

Ганага Сергей Владимирович — старший научный сотрудник Научно-исследовательского института природных газов и газовых технологий (ООО «ВНИИГАЗ»), специалист в области математического моделирования высотного, территориального и временного распределения ветровых, солнечных и прочих климатических ресурсов; участвовал в проектных изысканиях и разработке технико-экономических обоснований свыше 20 проектов ветроэлектрических и солнечных станций на территории России стран СНГ, а также компьютерных систем определения ветроэнергетических ресурсов и эффективности ветроэнергетических и гелиоэнергетических установок для Армении, Казахстана, Украины, Перу.

Автор около 100 научно-технических статей, монографий, национальных и отраслевых стандартов.

Перминов Эдуард Максимович — генеральный директор ЗАО НПО «Нетрадиционная электроэнергетика», технический директор Корпорации «Единый электроэнергетический комплекс», вице-президент Международной энергетической академии, председатель секции «Малая и нетрадиционная энергетика» Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС», канд. техн. наук.

Автор более 100 печатных научных трудов, в том числе трех монографий в соавторстве в областях теплотехники, энерготехнологии, углехимии, возобновляемой энергетики. Имеет 7 авторских свидетельств.

Возобновляемая энергетика — важная составляющая энергоснабжения и энергобезопасности страны