

М а л а я Э н е р г е т и к а

№3 – 4
2011

Учредитель и издатель:

ОАО «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений»

Журнал зарегистрирован

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

Свидетельство о регистрации:
ПИ № 77-16850 от 20 ноября 2003 г.

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

Редакционный совет:

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

Компьютерная верстка и дизайн:

Мелихова А.Г.

Адрес редакции:

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

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

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

С о д е р ж а н и е

Стребков Д.С., Харченко В.В. Роль и место ВИЭ в развитии глобальной энергетики	3
Семенов И.В., Усачев И.Н., Башкин Н.В. Перспектива использования наплавного способа строительства морских и речных сооружений	12
Бляшко Я.И. Проблемы малой гидроэнергетики в России	21
Грибков С.В., Лапшин С.А., Пахалов В.В., Харченко В.В. Вертикально-осевая ветроэнергетическая установка нового типа с управляемым поворотом лопастей	25
Радченко П.М. Морской плавучий ветропарк	28
Безносков В.Н., Суздалева А.Л., Эль-Шаир Хаям И.А. Оценка экологической безопасности объектов ветроэнергетики	37
Михайлин А.Б. Опыт разработки гибридных ветродизельных и фотоэлектрических энергоустановок	43
Харченко В.В., Тихонов П.В. Математическая модель фотоэлектрического теплового модуля, функционирующего в составе комбинированной системы на основе теплового насоса	50
Ковалев .П., Иванова А.А. О возможности использования возобновляемых источников энергии в Москве и Московской области	56
Кабаков В.И. Гибридные установки со струйными насосами	60
Панцхава Е.С. Будущее мировой энергетики — водород химикоферментативного фотолиза воды	66
Молочный В.А. Биогазовая установка — производство биотоплива и экологически чистых органических удобрений. Новая уникальная технология по получению энергии из биомассы	71
Кешуов С.А., Барков В.И. Проблемы использования биоэнергетических установок в сельском хозяйстве	76
Афанасьева О.В., Мингалеева Г.Р. Возможности использования различных видов твердого топлива в малой энергетике	81
Генералов С.А., Кабаков А.П. Энергетический баланс современной молочнотоварной фермы	86
Мальшенко С.П., Счастливцев А.И. Использование водорода для повышения эффективности ГеоТЭС	90
Колесников П.Н. Использование систем геотермального и солнечного отопления. Комплексный подход	95
Романовский В.Ф. Криогенное аккумулирование тепловой энергии и её последующее преобразование в механическую и электрическую виды энергии	97
На первой стр. обложки — МГЭС «Granholo sula», Таранануна, Суринам (Suriname), Ю. Америка	

Содержание

Рыбаков Л.М., Тюхов И.И. Энергия для устойчивого развития: практикум по возобновляемым источникам энергии	100
Урпин К.В. Экономические аспекты применения тепловых гидродинамических насосов при модернизации систем теплоснабжения	103
Конференции, совещания, семинары, выставки	116

РОЛЬ И МЕСТО ВИЭ В РАЗВИТИИ ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Стребков Д.С., д. т. н., академик РАСХН, Харченко В.В., д. т. н., Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства

Вероятный сценарий развития глобальной энергетики удобно рассматривать в контексте с современным уровнем развития энергетических технологий, а также с учетом темпов развития технологий возобновляемой энергетики. Немаловажную роль при этом будут играть вероятный сценарий развития мировой экономики в целом и векторы развития демографических процессов.

Суммарное потребление энергии E в мире с 1850 г. по настоящее время описывается уравнением $E = N^2$, где N — численность населения. С 1850 г. по 2100 г. ожидается рост населения почти в 10 раз с 1,13 млрд. до 11 млрд. При этом потребляемая мощность соответственно возрастет также почти в 100 раз с 0,69 до 60 ТВт. Суммарная мощность источников энергии в мире $P(\text{Вт}) = 470N$ (млрд. чел.) В 1990 г. при суммарной мощности 13,2 ТВт в среднем мощность per capita составляла 2,5 кВт. [1].

Развитие мировой энергетики на долгий период будет обусловлено решением ряда глобальных проблем:

что делать в связи с изменением климата и глобальным потеплением;

где найти энергоресурсы, которые распределены крайне неравномерно и истощаются;

как сохранить стабильность в мире и обеспечить устойчивое развитие при наличии рисков, связанных с изменением климата и недостатком энергоресурсов;

как обеспечить энергетическую безопасность каждой страны и глобальную безопасность.

Указанные проблемы в значительной степени будут влиять на направление развития глобальной энергетики и формирование будущей энергетической стратегии, которая будет включать, в частности, следующие основные тенденции:

1. Создание глобальной энергетической системы.

2. Всемирное развитие распределенного производства энергии для энергоснабжения локальных потребителей.

Решение этих глобальных задач будет основываться на широкомасштабном использо-

вании возобновляемых источников энергии. Так, глобальная энергетическая система будет формироваться в значительной степени за счет создания и интеграции крупных солнечных электростанций, а для развития распределенного производства энергии для энергоснабжения локальных потребителей будет широко использоваться весь спектр возобновляемых источников энергии.

Значительное влияние на будущую энергетическую политику будут оказывать следующие факторы:

1. Переход от энергетики, основанной на ископаемом топливе, к бестопливной энергетике с использованием ВИЭ.

2. Замена нефтепродуктов и природного газа на жидкое и газообразное биотопливо, а ископаемого твердого топлива на использование энергетических плантаций биомассы.

3. Замена автомобильных двигателей внутреннего сгорания на бесконтактный высокочастотный резонансный электрический транспорт.

4. Замена воздушных линий электропередач на подземные и подводные кабельные линии.

5. Использование новых технологий передачи значительных массивов электроэнергии на значительные расстояния для объединения крупных электрических станций (преимущественно солнечных) в крупные региональные энергосистемы с последующим созданием глобальной энергосистемы.

1. Глобальная энергетическая система энергоснабжения Земли

В настоящее время продолжает формироваться концепция создания глобальной системы энергоснабжения Земли путем последовательного укрупнения существующих и создаваемых вновь региональных энергетических систем с последующей их интеграцией в единую энергосистему. Еще в 1975 г. Р. Букминстер Фуллер предложил соединить региональные энергосистемы в Единую энергетическую систему Земли. Эту идею активно развивает и пропагандирует Институт глобальной энергетической сети GENI (GLOBAL ENERGY NETWORK INSTITUTE), зарегистрированный в Калифорнии (США) [2].

Президент GENI Петер Мейсен в период участия в работе Международного солнечного конгресса в Москве в 1997 г. сделал доклад во ВНИИ электрификации сельского хозяйства, в котором озвучил вышеуказанную проблему.

Прогнозируется создание в будущем ряда трансконтинентальных систем, объединяющих транспортные и энергетические потоки и совмещающие волноводные кабельные линии, магистральные линии связи, трассы железной дороги и автомобильные магистрали.

В первую очередь это широтная транспортная и энергетическая магистраль с Запада на Восток: Лиссабон – Владивосток, а также меридиональная магистраль с Юга на Север: Австралия, Индонезия, Таиланд, Вьетнам – Китай – Берингов пролив – Аляска – Канада – Америка. Второй меридиональный (энергетический) поток может пройти по Великому Шелковому пути: Индия – Афганистан – Киргизстан – Таджикистан – Узбекистан – Туркменистан – Казахстан, Север Западной Сибири. Указанные меридиональные энергетические и транспортные потоки пересекутся в Восточной и Западной Сибири с широтной энергетической и транспортной магистралью, образуя великое сокращение Европы и Азии.

Третья меридиональная транспортная и энергетическая линии свяжут Кейптаун с Осло через Восточную Африку, Арабские страны, Турцию, страны Черного моря, страны Восточной Европы и Скандинавии. Четвертая меридиональная энергетическая линия соединит страны Западной Африки, Средиземноморья, Западной Европы, Англию и Ирландию. Меридиональная энергетическая линия соединит также страны Южной и Северной Америки.

Широтная энергетическая линия в экваториальной зоне от 0° до 30° с.ш. соединит страны Азии, Африки и Латинской Америки.

Экваториальная энергетическая линия, а также широтная энергетическая линия Лиссабон – Владивосток будет замкнута через Тихий и Атлантический океаны, Северную и Центральную Америку. Сеть меридиональных и широтных энергетических линий образуют Объединенную Энергетическую Систему Земли.

Сегодня уже создан достаточный задел для реализации вышеуказанных крупномасштабных проектов. Разрабатывается энергосисте-

ма 10 южноамериканских стран, арабских государств, Балтийское и Черноморское энергетическое кольцо, линия электропередач Сибирь – Китай. Созданы объединенные энергосистемы России и стран СНГ, а также США и Канады, скандинавских и европейских стран.

2. Пути создания глобальной энергетической системы

Задача создания глобальной энергетической системы в целом может быть разделена на две двуединные задачи: формирование генерирующих центров большой мощности и разработка с последующей практической реализацией технологий эффективной передачи электроэнергии на большие расстояния для обеспечения перетоков энергии в глобальной системе.

В настоящее время все большее число стран отдают предпочтение солнечной энергетике, а солнечные электростанции, первоначально активно создаваемые в США (рис. 1), получили распространение в Европе.



Рис. 1. Солнечная электростанция в США, 1980 г. Источник: *Photon International* September 2010, p. 18

Такие станции все активнее строятся в Китае (рис. 2), в том числе совмещенные с ветроагрегатами большой мощности (рис. 3).

Вместе с тем солнечные электростанции невозможно использовать в качестве основной составляющей региональной энергосистемы, поскольку для сглаживания периодических и стохастических процессов, влияющих на выходную мощность солнечных батарей, необходимы очень мощные буферные накопители энергии с высокими маневренными характеристиками, создание которых в современных условиях пока нецелесообразно по экономическим соображениям. Принято считать, что установленная мощность солнечных электростанций в пиковом режиме ра-

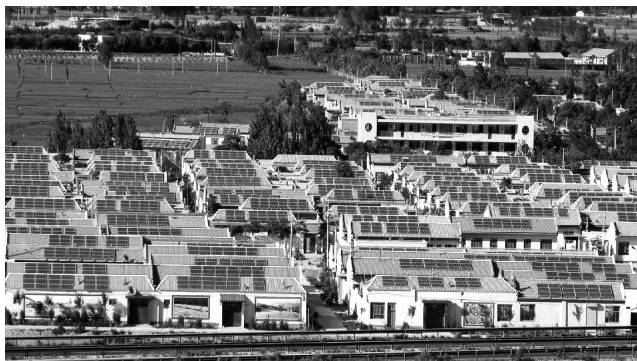


Рис. 2. Солнечная электростанция мощностью 3 МВт компании NingxiaYinxing Energy CO Ltd. (Китай). *Источник: Ningxia Yinxing Energy Co Ltd Presentaion*



Рис. 3. Солнечно-ветровая электростанция компании NingxiaYinxing Energy CO Ltd мощностью 10 МВт (Китай). *Источник: Ningxia Yinxing Energy Co Ltd Presentaion*

боты энергосистемы не должна превышать 10 – 15% от общей установленной мощности электростанций региональной энергосистемы. При таких условиях колебания мощности солнечных электростанций не оказывают заметного влияния на качество электроснабжения.

Создание мировой или, по крайней мере, межрегиональной солнечной энергосистемы позволит минимизировать или даже полностью исключить суточную и сезонную неравномерность выработки электроэнергии и обеспечить круглосуточное и круглогодичное надежное, экологически безопасное электроснабжение потребителей.

При этом будет снижен парниковый эффект и уменьшено негативное воздействие топливных электростанций на окружающую среду.

Работы по созданию эффективных технологий передачи больших массивов электроэнергии на большие расстояния развиваются достаточно широко. Их осуществляют Сибир-

ский энергетический институт, Санкт-Петербургский государственный технический университет, ВЭИ, а также АBB, Сименс и другие фирмы.

Существующие технологии позволяют передавать потоки электроэнергии мощностью 10 ГВт на расстояние несколько тысяч километров. Используются линии электропередач постоянного или переменного тока напряжением 0,6 – 1,2 млн. вольт, стоимость которых превышает 1 млн. долл. за 1 километр, а с учетом согласующих, регулирующих и преобразующих устройств составляет более 5 млн. долл./км. Потери электрической энергии в ЛЭП составляют 8 – 10%. Предельная передаваемая по линии электрическая мощность ограничена тремя факторами: плотностью тока 1,0 – 1,5 А/мм², связанной с потерями на сопротивлении проводов, изоляционными возможностями воздуха на уровне 1,5 млн. вольт и электромагнитной устойчивостью линии.

Использование резонансного метода передачи электрической энергии открывает широкие возможности в развитии глобальных энергетических систем.

На основе резонансных методов передачи энергии могут быть созданы однопроводниковые волноводные кабельные линии с согласующими и преобразующими устройствами, которые соединят генераторы и потребители энергии в каждой стране в мировую энергетическую систему. Резонансные технологии, будучи внедренные в практику в полном объеме, позволят передавать потоки электроэнергии мощностью несколько ТВт на расстояния в десятки тысяч километров.

Распределение по поверхности Земли потенциальных ресурсов ВИЭ носит неравномерный характер (рис. 4). Более того, значительные территории с высоким потенциалом ВИЭ бывают мало заселены, не используются для хозяйственной деятельности и потому в существующих реалиях мало пригодны для практического использования (пустынные и полупустынные территории, тундра, прерии и т.д.).

Возможность обеспечить эффективные и без существенных потерь перетоки больших массивов электроэнергии на далекие расстояния практически снимает это ограничение.

Из рис. 4 видно, что ряд стран (преимущественно развивающихся) по сравнению со

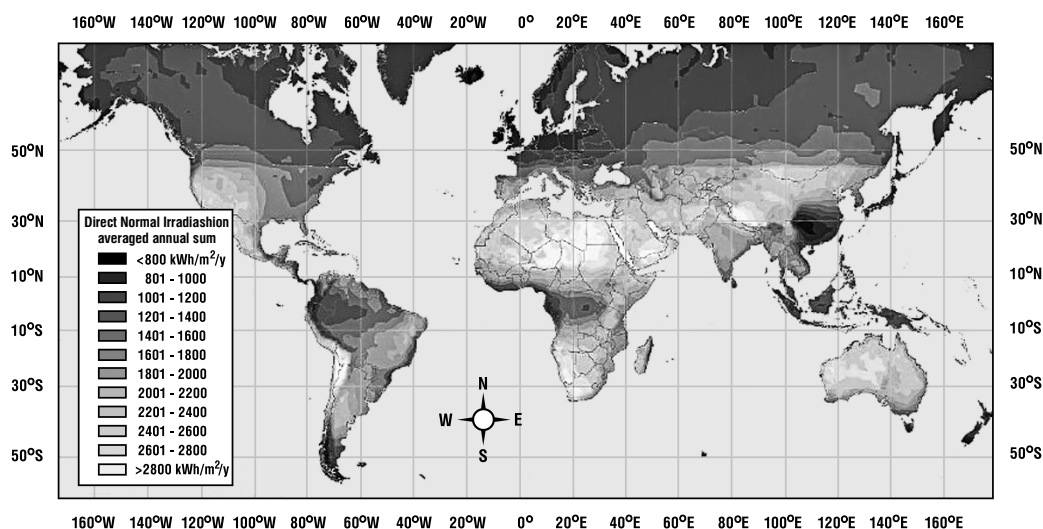


Рис. 4. Глобальное распределение прямой солнечной радиации. Источник: (<http://www.dlr.de>)

странами Европы и Северной Америки имеют существенно более высокий потенциал солнечной энергии. Уже в обозримом будущем они смогут использовать сезонное изменение солнечной энергии и в зимние месяцы продавать электроэнергию, полученную от солнечных электростанций, в Северные страны, где солнечная энергия имеется в сравнительно достаточном количестве только с марта по сентябрь.

Для этого необходимо организовать потоки электроэнергии в меридиональном направлении. Электроэнергетические потоки в широтном направлении Запад – Восток дают возможность использовать суточное изменение солнечной энергии, связанное с вращением Земли вокруг своей оси.

Сеть солнечных электростанций на крышах и фасадах домов, а также в пустынях, будет связана в единую энергетическую систему с сетью ветровых электростанций (ВЭС), расположенных вдоль морского побережья, где существует постоянный перенос воздушных масс. Важным компонентом будущей объединенной энергосистемы будут гидроэлектростанции и электростанции, использующие энергетические плантации биомассы.

3. Анализ потенциальных возможностей глобальных электрических систем различной конфигурации

Солнечная энергетическая система состоит из солнечных электростанций и электростанций, использующих другие возобновляемые источники энергии, соединенные между собой и с потребителями энергии линиями передач электрической энергии таким образом, что энергетическая система содержит базовые солнечные электростанции одинаковой

мощности, которые установлены в широтном направлении в Африке, в Северной Америке, Европе и Азии на одинаковом угловом расстоянии друг от друга по долготе, в градусах, равном $\Delta U = \frac{360^\circ}{n}$, где $n = 2, 3, 4, 5, 6$ — количество базовых солнечных электростанций.

Базовые солнечные электростанции соединены через высокочастотные преобразователи и повышающие трансформаторы Тесла к однопроводниковой резонансной линии передачи электрической энергии, к которой присоединены через понижающие трансформаторы Тесла выпрямители, инверторы и трехфазные линии электропередач другие солнечные электростанции, гидроэлектростанции, ветровые электростанции, электростанции, работающие на биомассе, и потребители электрической энергии стран мира. Суммарная мощность базовых электростанций в энергосистеме равна суммарной мощности всех потребителей энергии стран мира, подключенных к энергетической системе на дневной и ночной стороне Земли.

Система контроля и управления глобальной энергосистемой включает геостационарные спутники наблюдения за облачным покровом и прогнозирования выходной мощности солнечных электростанций, а также исполнительные устройства для запуска резервных электростанций с разными маневренными и мощностными характеристиками для покрытия графика нагрузок энергосистемы.

Для обеспечения бесперебойного и надежного электроснабжения и выравнивания су-

точного графика производства энергии в солнечной энергетической системе, состоящей из солнечных электростанций, соединенных линиями электропередачи между собой и с потребителями электроэнергии, солнечные электростанции расположены в разных полушариях Земли (северном либо южном). Расстояние между соседними солнечными станциями по долготе в градусах должно составлять не более $7,5 \min(h_1 + h_2)$ градусов, где h_1 и h_2 — длительности светового дня в месте расположения станции, выраженные в часах, а $\min(h_1 + h_2)$ — минимальная суточная сумма, выбранная из всех дней года.

1. В солнечной энергетической системе, состоящей из солнечных электростанций, соединенных линиями электропередачи между собой и с потребителями электроэнергии, энергетическая система содержит две базовые солнечные электростанции в северном полушарии на угловом расстоянии друг от друга по долготе 180° в районах $150 - 165^\circ$ з.д., $55 - 65^\circ$ с.ш. и $30 - 45^\circ$ в.д., $50 - 65^\circ$ с.ш. и две базовые солнечные электростанции в южном полушарии на угловом расстоянии друг от друга по долготе 180° в районах $60 - 75^\circ$ з.д., $30 - 53^\circ$ ю.ш. и $105 - 120^\circ$ в.д., $20 - 35^\circ$ ю.ш., базовые солнечные электростанции в северном полушарии установлены от базовых солнечных электростанций в южном полушарии на одинаковом угловом расстоянии по долготе, равном 90° .

2. В солнечной энергетической системе, включающей в себя две базовые солнечные электростанции, расположенные в двух областях с координатами $6 - 16^\circ$ з.д., $20 - 42^\circ$ с.ш. и $164 - 172^\circ$ в.д., $55 - 65^\circ$ с.ш. и соединенные с двумя ветровыми электростанциями, расположенными в тех же областях, суммарная мощность базовых солнечных и ветровых электростанций в энергетической системе равна общей мощности всех подключенных к энергосистеме потребителей энергии на дневной и ночной стороне Земли.

3. В следующем варианте конструкции солнечная энергетическая система содержит три базовых солнечных электростанции, расположенные в трех областях с координатами $125 - 80^\circ$ з.д., $0 - 35^\circ$ с.ш., 5° з.д. — 40° в.д., $0 - 35^\circ$ с.ш. и $115 - 160^\circ$ в.д., $25 - 65^\circ$ с.ш. и, по крайней мере, одну ветровую электростанцию, расположенную в области $115 - 160^\circ$ в.д., $25 - 65^\circ$ с.ш., а суммарная мощность солнечной к

ветровой электростанции в области $115 - 160^\circ$ в.д., $25 - 65^\circ$ с.ш. в зимнее время равна мощности каждой из остальных базовых солнечных электростанций.

4. В одном из вариантов солнечная энергетическая система содержит четыре базовые солнечные электростанции, установленные в областях с координатами: $10 - 16^\circ$ з.д., $20 - 42^\circ$ с.ш., $80 - 74^\circ$ в.д., $10 - 42^\circ$ с.ш., $170 - 164^\circ$ в.д., $50 - 65^\circ$ с.ш. и $100 - 104^\circ$ з.д., $20 - 40^\circ$ с.ш. и, по крайней мере, одну ветровую электростанцию в области $170 - 164^\circ$ в.д., $50 - 65^\circ$ с.ш., а суммарная мощность солнечной и ветровой электростанции в области $170 - 164^\circ$ в.д., $50 - 65^\circ$ с.ш. в зимнее время равна мощности каждой из трех других базовых солнечных электростанций.

5. Солнечная энергетическая система может содержать пять базовых солнечных электростанций, установленных в областях с координатами: $6 - 8^\circ$ з.д., $6 - 42^\circ$ с.ш., $64 - 66^\circ$ в.д., $25 - 55^\circ$ с.ш., $136 - 138^\circ$ в.д., $41 - 55^\circ$ с.ш., $150 - 152^\circ$ з.д., $55 - 60^\circ$ с.ш., $80 - 78^\circ$ з.д., $32 - 55^\circ$ с.ш. и, по крайней мере, одну ветровую электростанцию в области $150 - 152^\circ$ в.д., $55 - 60^\circ$ с.ш., а суммарная мощность солнечной и ветровой электростанции в области $150 - 152^\circ$ в.д., $55 - 60^\circ$ с.ш. в зимнее время равна мощности каждой из остальных четырех базовых солнечных электростанций.

6. Еще в одном варианте солнечная энергетическая система состоит из шести базовых солнечных электростанций, установленных в областях $6 - 8^\circ$ з.д., $6 - 42^\circ$ с.ш., $52 - 54^\circ$ в.д., $15 - 55^\circ$ с.ш., $112 - 114^\circ$ в.д., $21 - 55^\circ$ с.ш., $162 - 164^\circ$ в.д., $52 - 65^\circ$ с.ш., $136 - 138^\circ$ з.д., $58 - 65^\circ$ с.ш., $76 - 78^\circ$ з.д., $34 - 55^\circ$ с.ш. и, по крайней мере, две ветровых электростанции в областях $162 - 164^\circ$ в.д., $52 - 65^\circ$ с.ш. и $136 - 138^\circ$ з.д., $58 - 65^\circ$ с.ш., а суммарная мощность каждой солнечной и ветровой электростанции в зимнее время в областях $162 - 164^\circ$ в.д., $52 - 65^\circ$ с.ш. и $136 - 138^\circ$ з.д., $58 - 65^\circ$ с.ш. равна мощности каждой из четырех остальных базовых солнечных электростанций.

На рис. 5 представлены графики суточного производства электроэнергии по 12 месяцам года, энергосистемы из двух солнечных электростанций, расположенных в окрестностях г. Пинска (Республика Беларусь, 52° с.ш., 26° в.д.) и г. Уэлена (Россия, Чукотский А.О., 66° с.ш., 170° з.д.), к. п. д. солнечной электростанции — 25% . Фотоактивная пло-

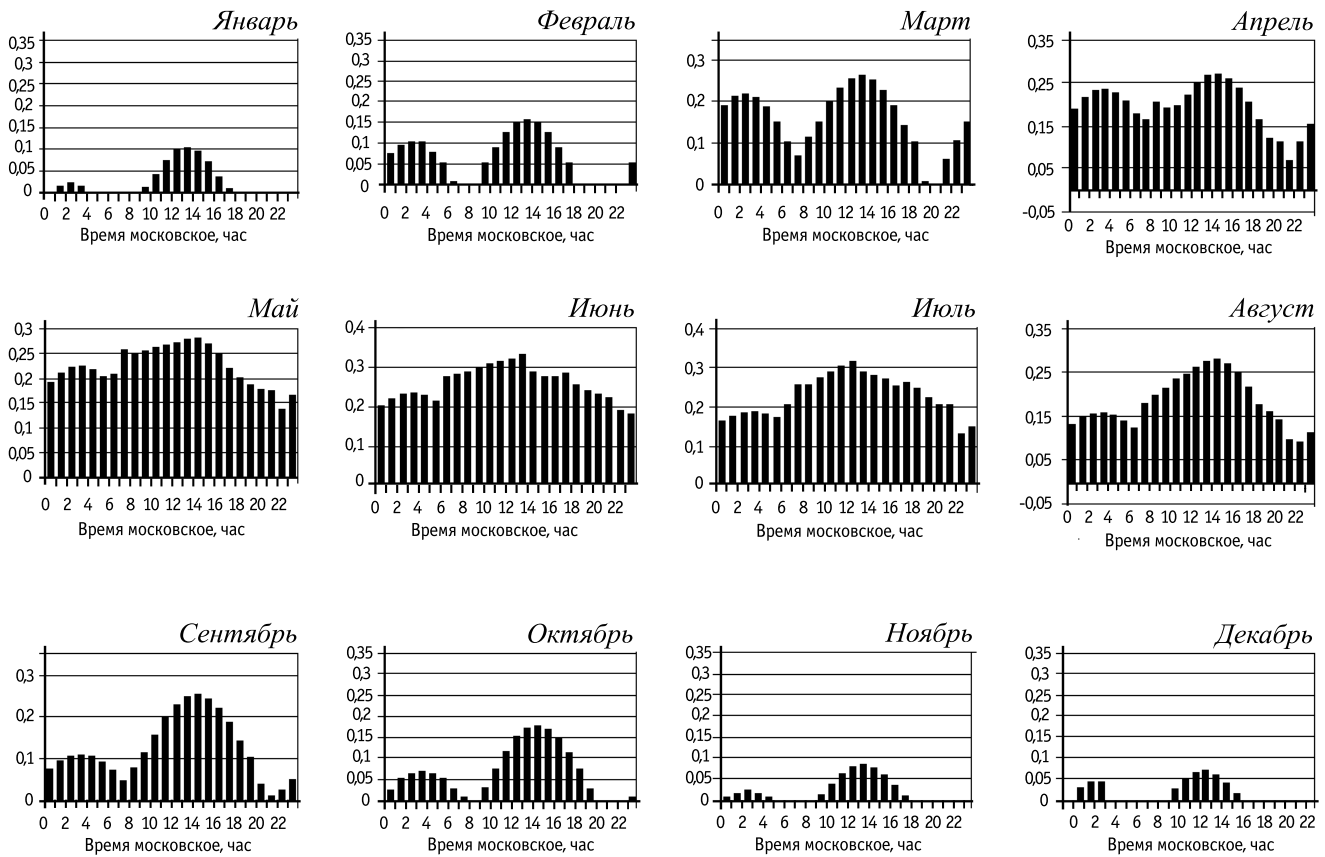


Рис. 5. График суточных изменений производства электроэнергии солнечной энергосистемы Россия – Беларусь

щадь каждой электростанции составляет квадрат со стороной 20 км. Общая выработка электрической энергии в солнечной энергосистеме за 6 месяцев (с 22 марта по 22 сентября) составляет 560 млрд. кВт·ч, пиковая мощность каждой электростанции — 125 млн. кВт.

В качестве исходных данных для расчета использованы средние многолетние значения (период осреднения не менее 10 лет) инсоляции в местах расположения электростанций. Расчет выполнен для солнечных станций со слежением за Солнцем вокруг полярной оси. В течение пяти месяцев (с апреля по август), электроэнергия от солнечных станций поступает в систему круглосуточно. Еще в течение двух месяцев (в марте и сентябре), перерыв составляет не более 2 часов в сутки с несколько большей неравномерностью суточного хода.

Энергосистема из двух солнечных электростанций, установленных на Чукотке, пос. Марково (64°40' с.ш., 170°23' в.д.) – 1,5 ТВт, и в Мавритании (Африка) – 1 ТВт, сможет круглосуточно с марта по сентябрь обеспечить все страны Африки, Ближнего Востока, Европы, России и СНГ электрической энергией (рис. 6). Годовое производство в энергосистеме составит 5431,6 ТВт·ч.

Результаты оценки параметров глобальной солнечной энергетической системы, состоящей из трех СЭС, установленных в Австралии, Африке и Мексике и соединенных линией электропередач с малыми потерями (рис.7), выполненных сотрудниками ВИЭСХ (Иррадионов и др.) методом компьютерного моделирования, представлены на рис. 8.

При моделировании использовались данные по солнечной радиации за весь период наблюдений, к. п. д. солнечной электростанции

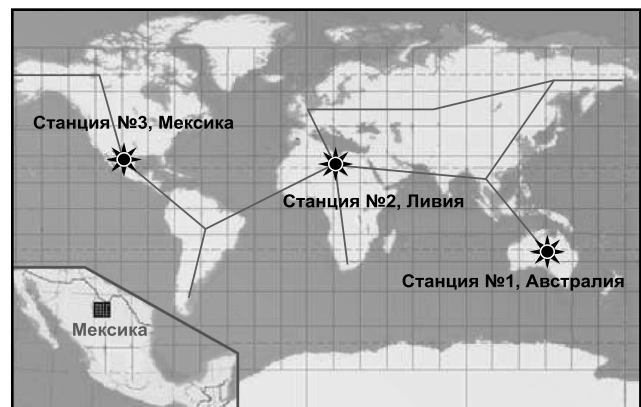


Рис. 7. Глобальная солнечная энергетическая система из трех солнечных электростанций. На карте Мексики в масштабе показаны размеры солнечной электростанции

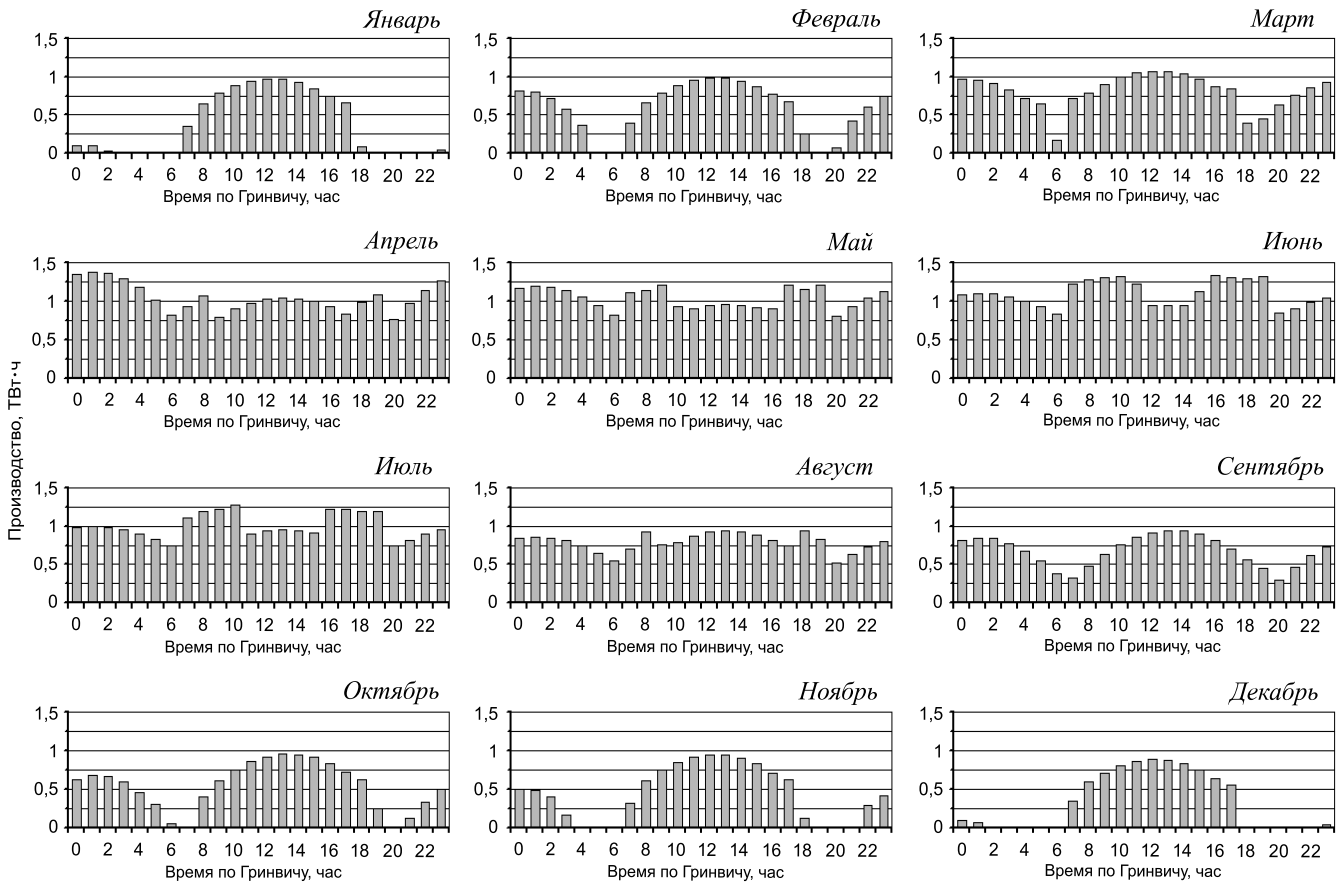


Рис. 6. График суточных изменений выработки электроэнергии Афро-Евразийской солнечной энергосистемы, состоящей из двух солнечных электростанций на Чукотке в России (1,5 ТВт) и в Мавритании (1,0 ТВт) со слежением вокруг полярной оси для средних дней 12 месяцев года

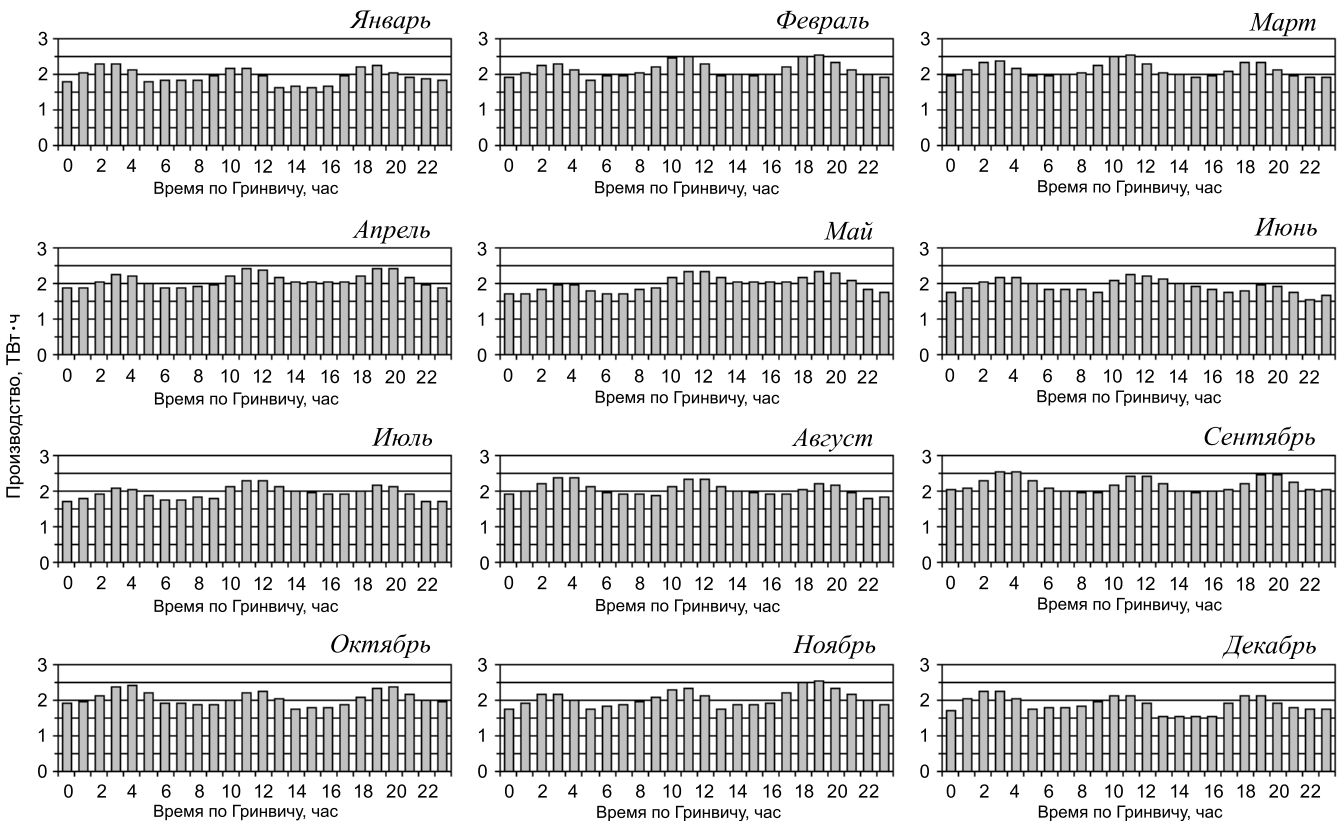


Рис. 8. Производство электроэнергии глобальной солнечной энергосистемой

принимался равным 25%. Видно, что солнечная электростанция генерирует электроэнергию круглосуточно и равномерно в течение года. Размеры каждой из трех СЭС составляют 190 x 190 км², электрическая мощность — 2,5 ТВт. Годовое производство электрической энергии (17300 ТВт·ч) превышает годовое мировое производство энергии.

Солнечные электростанции в системе распределены в широтном направлении так, что окончание освещения фотоактивной поверхности одной электростанции совпадает с началом освещения панелей другой, ближайшей по ходу Солнца станции. Изменяя расстояние между станциями по долготе, можно добиться не только непрерывности суточного хода средней выходной мощности системы, но и значительно увеличить равномерность производства электроэнергии.

Базовые солнечные электростанции блочно-модульного типа могут ежегодно увеличивать свою мощность на 100 – 300 ГВт. Начало функционирования глобальной солнечной энергетической системы прогнозируется в 2050 г., выход на полную мощность — в 2090 г.

В результате реализации такого проекта доля солнечной энергетике в мировом производстве электроэнергии составит 75 – 90%, а выбросы парниковых газов будут снижены в 10 раз.

Размещение солнечных электростанций энергосистемы по обе стороны от экватора позволяет исключить сезонные колебания выработки электроэнергии — зимнее снижение в одном полушарии компенсируется летним ростом выработки в другом.

Наблюдение за облачным покровом в окрестностях солнечных электростанций с помощью геостационарных спутников позволяет прогнозировать уровень выходной мощности и при необходимости определять момент начала подготовки к запуску тех или иных резервных мощностей. Такая система позволяет полностью отказаться или свести к минимуму необходимость использования буферных накопителей мгновенного действия.

В результате использования рассмотренных схем расположения солнечных электростанций и резонансного метода передачи электрической энергии государствам Россия и Беларусь, страны Евразийского континента, Африки, Америки и Австралии получают возможность в течение от 5 до 12 месяцев круг-

лосуточно использовать солнечную энергию для производства и потребления электроэнергии. Это позволит на 80 – 90% снизить выбросы диоксида углерода, ответственного за изменение климата, улучшить экологические характеристики территорий в местах расположения солнечных электростанций, снизить или полностью исключить потребление традиционных энергоресурсов.

4. Распределенное производство энергии

Это направление развития глобальной энергетике будет по-прежнему активно разрабатываться, поскольку это один из важнейших факторов повышения энергетической безопасности таких стран, как Россия. Более 50% регионов страны энергодефицитны. Более 2/3 территории РФ не охвачено централизованным электроснабжением, а на значительной ее части отсутствуют вообще какие-либо источники энергии. Децентрализация энергоснабжения является жизненной необходимостью для населения, проживающего на огромных пространствах страны (рис. 9) и мощным стимулом для вовлечения этих территорий в хозяйственную деятельность. Основой решения этой задачи является освоение новых технологий экологически чистой возобновляемой энергетике. Автономное энергоснабжение — это та ниша, где использование возобновляемых источников энергии уже сегодня экономически оправдано. Важным условием развития распределенного производства энергии и энергоснабжения локальных потребителей — это рассредоточенное строительство когенерационных электростанций малой мощности (30 кВт – 3 МВт) с использованием имеющихся на местах возобновляемых энергоресурсов, замена всех газовых котельных на когенерационные энергетические установки на базе ВИЭ.

По мере продвижения централизованного электроснабжения на пока еще не освоенные территории имеющиеся там автономные генерирующие мощности могут эксплуатироваться в параллельном с сетью режиме и при необходимости обмениваться с сетью энергетическими потоками.

5. Космические энергетические системы

Создание и освоение эффективных технологий передачи на значительные расстояния мощных потоков электрической энергии открывает возможность создания космической

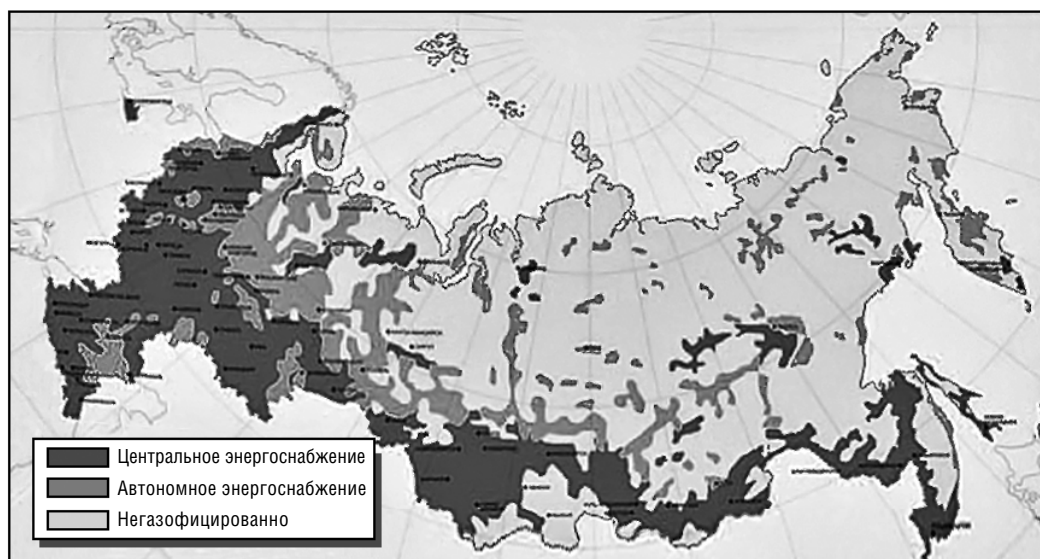


Рис. 9. Централизованное и автономное энергоснабжение на территории России.
 Источник: Попель О.С. Презентация 25 октября 2010 г., ИМЭМО РАН, Москва

энергетической системы. В атмосфере Земли между источником и приемником достаточно будет сформировать тонкий шнур ионизированного воздуха. По сформированному таким образом проводящему каналу энергия будет передаваться с использованием резонансных технологий. Для этих целей можно использовать лазер, например, неодимовый с удвоением частоты с энергией в импульсе один джоуль. Он способен создать концентрацию ионов в воздухе 10^{15}см^3 , достаточную для инициации стримеров и передачи электрической энергии по проводящему каналу. Потенциал ионизации, время жизни ионов и возбужденных состояний молекул, коэффициент многофотонного поглощения определяют предельную длину проводящего канала в атмосфере 500 км и его волновое сопротивление 200 – 400 Ом. Необходимое напряжение ОЭС может составлять от 0,5 МВ до 15 МВ в зависимости от длины канала.

При емкости линии и приемника 10 000 пФ, частоте 30 кГц и напряжении 35 кВ максимальная передаваемая мощность составит 5 МВт. При увеличении напряжения линии до 1000 кВ максимальная передаваемая мощность составит 5000 МВт. При мощности лазера 1 – 10 кВт и расходимости излучения 1 – 2 угловые секунды длина одного проводящего канала составит от 100 м до 1 – 10 км. При использовании нескольких последовательно соединенных проводящих каналов длина линии передачи электрической энергии может быть увеличена до 100 км и более.

За пределами атмосферы в качестве проводящего канала можно использовать релятивистские пучки электронов высоких энергий, которые в отличие от лазерных пучков не обладают расходимостью, и при энергии, превышающей массу покоя, могут пролететь на значительные расстояния без существенной потери энергии.

Исследования этих процессов позволят обосновать технологические параметры будущих систем передачи энергии в безвоздушном пространстве с целью объединения генерирующих мощностей на Земле и на околоземной орбите.

В заключение следует отметить, что интенсивное развитие инновационных технологий выработки электроэнергии и передачи ее на значительные расстояния позволит реализовать идею создания глобальной энергетической системы. Такая система будет объединять крупные генерирующие мощности в различных зонах земной поверхности, на территориях, не используемых в хозяйственной деятельности, но обладающих высоким потенциалом ВИЭ, а также созданные в околоземном пространстве солнечные электростанции. Она позволит обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей как на Земле, так и в космическом пространстве и полностью покрывать постоянно растущие потребности человечества в энергии. Одновременно будет поэтапно возрастать удельный вес ВИЭ в мировом энергетическом балансе.

Человечество сможет объединить и сконцентрировать свои энергетические ресурсы и

технологии для создания достойных условий жизни каждому человеку и реализации крупных научно-технических проектов на Земле и в космическом пространстве.

Реализация факторов развития новых технологий приведет к увеличению роли возобновляемой энергии в энергетике будущего до 60 – 70%, в электроэнергетике — до 80 – 90% (рис. 10).

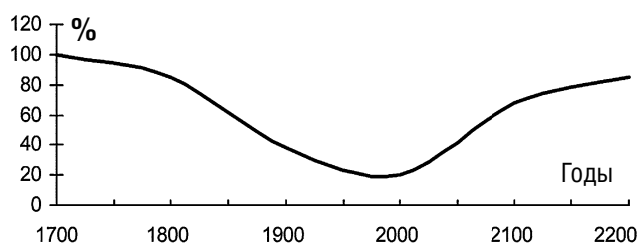


Рис. 10. Динамика изменения доли ВИЭ в мировом производстве и потреблении энергии

Ключевые слова: глобальные проблемы развития мировой энергетики, энергетические технологии, энергетическая политика будущего, глобальные энергетические системы, солнечные электростанции, распределенное производство энергии

ЛИТЕРАТУРА

1. Капица С. П. Энергетика и экономика человечества //Альтернативная энергетика и экология 2009. – №9.
2. Energy Technology Perspectives 2008 Scenarios and Perspectives to 2050/ OECD/IEA.
3. Федоров М. П., Огороков В. Р., Огороков Р. О. Энергетические технологии XXI столетия. Тенденции развития, гл. III. Энергетические технологии транспорта, передачи и распределения электрической энергии //Академия энергетики, 2009. – № 5 (31).
4. Стребков Д. С., Некрасов А. И. Резонансные методы передачи и применения электрической энергии. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2008.
5. Стребков Д.С. Матричные солнечные элементы 2010 г. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2008.
6. Росс М.Ю. Биотопливо из водорослей. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2008.
7. Стребков Д. С. Об электроэнергетике, основанной на незамкнутых электрических токах //Материалы Международной научной конференции «Проблемы использования альтернативных источников энергии в Туркменистане 24 – 25 февраля 2010 г. – Ашхабад: Ylum, 2010.
8. Юферев Л. Ю., Стребков Д. С., Роцин Г. А. Экспериментальные модели резонансных систем передачи электрической энергии. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2010.

ПЕРСПЕКТИВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАПЛАВНОГО СПОСОБА СТРОИТЕЛЬСТВА МОРСКИХ И РЕЧНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Семенов И.В., к. т. н., Усачев И.Н., к. т. н., Башкин Н.В., ОАО «НИИЭС»

Создание в России в 1968 г. Кислогубской ПЭС наплавным способом, предложенным Л.Б. Бернштейном, вызвало настоящий бум в использовании наплавных конструкций в проектах и сооружениях ГЭС, ТЭС, АЭС, защитных плотин, платформ и подводных туннелей в Японии, США, Нидерландах, Великобритании, Австралии и других странах [1].

Впервые в России наплавные железобетонные сооружения были построены в 1908 г. товариществом «Железобетон». В 1919 г. сооружен понтон плавкрана, а в 1931 г. на Канонерском заводе в Санкт-Петербурге — первый плавучий док размером 130 x 30 x 15 м. Этот тип доков с 1946 г. и по настоящее время серийно изготавливает морская верфь железобетонного

судостроения в г. Херсоне. В г. Городце речная железобетонная верфь «Монолит» спускает со слипов небольшие суда и баржи. Наплавные конструкции использовались в России также при строительстве морских и речных причалов и берегоукрепительных объектов в виде массивов-гигантов с размерами до 17 x 9 x 7 м.

Наплавные ПЭС. Наплавной блок здания ПЭС из тонкостенного (15-30 см) железобетона размером 36 x 18 x 16 м, массой 5300 т был возведен в строительном доке на мысе Притыка в г. Мурманске и доставлен буксирами по морю за 99 км в губу Кислую Баренцева моря, где опущен на заранее подготовленное под водой полуметровое песчаное основание (рис. 1). Возведение Кислогубской ПЭС показало, что

строительство в необжитых, транспортно-недоступных по суше и удаленных участках северного побережья можно перенести в благоприятную обстановку крупного морского промышленного центра.

Наплавной способ строительства Кислогубской ПЭС наряду с экологической безопасностью ПЭС сэкономил 33% сметной стоимости ПЭС и помог экономически обосновать использование приливной энергетики [2].



а)



б)

Рис. 1. Наплавное здание Кислогубской ПЭС: а) — возведение в строительном доке у г. Мурманска; б) — буксировка в губу Кислую Баренцева моря

В 2007 г. в Центре атомного судостроения на ОАО «ПО «Севмаш» был изготовлен металлический наплавной энергоблок «Малая Мезенская ПЭС» с размерами 33 x 10 x 15 м и успешно в ледовых условиях отбуксирован на 850 км в створ, опущен на подготовленное основание и пристыкован к Кислогубской ПЭС (рис. 2 и 3) [3].

Наплавной способ строительства заложен в проекты всех будущих ПЭС России: Северной ПЭС в губе Долгой Баренцева моря



а)



б)

Рис. 2. Наплавной энергоблок Малой Мезенской ПЭС: а) — выход со стапеля завода «ПО «Севмаш», б) — перегон на 850 км в ледовых условиях по Белому и Баренцеву морям



Рис. 3. Общий вид на бассейн и сооружения Кислогубской ПЭС и пристыкованного к ним энергоблока Малой Мезенской ПЭС

(12 МВт); Мезенской ПЭС в Мезенском заливе Белого моря (8 ГВт); Тугурской ПЭС в Тугурском заливе Охотского моря (3,6 ГВт) и Пенжинской ПЭС в Пенжинском заливе Охотского моря (87 ГВт).

В настоящее время в ОАО «НИИЭС» закончено проектирование Северной ПЭС (рис. 4), сооружение которой предусматривает установ-

ку нового, разработанного в ОАО «НИИЭС» ортогонального гидроагрегата. Северная ПЭС создается как опытно-промышленная приливная электростанция для обоснования строительства Мезенской ПЭС.

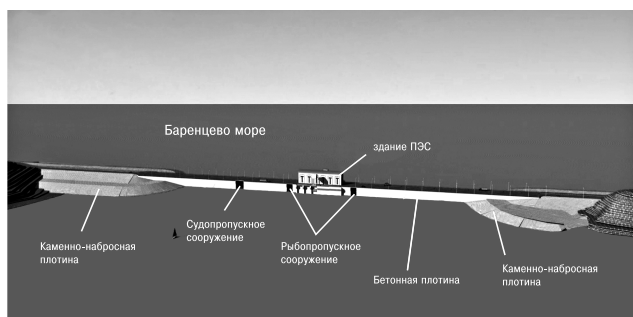


Рис. 4. Проект плотины Северной ПЭС

В состав Северной ПЭС входят: наплавной энергоблок (здание ПЭС) размером 120 x 45,4 x 39 м с тремя трехъярусными ортогональными гидроагрегатами; наплавные блоки глухой плотины с размерами по длине от 120 м до 50 м, высотой от 41 до 14 м и шириной 30,5 м (рис. 5 и 6) и береговые плотины из местных материалов [4].

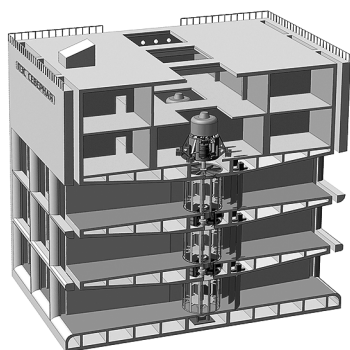


Рис. 5. Наплавной энергоблок Северной ПЭС (модель)

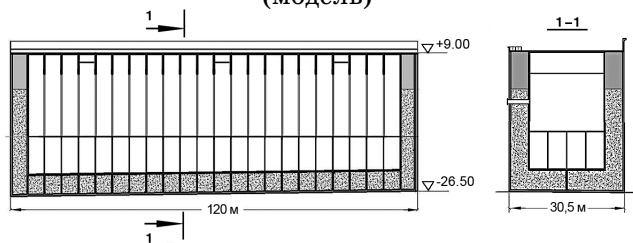


Рис. 6. Типовой наплавной глухой блок плотины Северной ПЭС (проект)

Для Северной ПЭС понадобилась разработка новой функциональной и экономичной конструкции глухих наплавных железобетонных блоков при сравнительно низких напорах на плотине и значительном волновом воздействии со стороны моря (до 6 м), с возможностью монтажа на них волновых энергетических установок.

Необходимость в разработке этой конструкции возникла по нескольким причинам:

Во-первых, сооружение глухой плотины из местных материалов с противофильтрационными элементами оказалось экономически невыгодным даже в условиях Северной ПЭС, где практически неограниченные возможности получения камня из повсеместно выходящих на поверхность окружающих створ скальных пород. Но под воздействием ветровых волн морской откос может уположиваться до пляжного (здесь по расчету 1 : 6,5), и в связи с расположением сооружений ПЭС на больших глубинах (28 – 30 м) стоимость глухой плотины из местных материалов превышает стоимость глухой плотины из наплавных тонкостенных железобетонных блоков.

Во-вторых, была поставлена задача удешевления конструкции глухой плотины из наплавных железобетонных блоков с тем, чтобы эту более дешевую и современную конструкцию можно было бы после апробации ее на опытно-промышленной Северной ПЭС применить на Мезенской ПЭС, где суммарная длина фронта глухих плотин превышает 60 км, а максимальная высота волн со стороны моря равна высоте волн на Северной ПЭС. Такая постановка задачи возникла в связи с тем, что вариант каменно-набросных глухих плотин для Мезенской ПЭС заведомо значительно дороже варианта из тонкостенных наплавных железобетонных блоков известных конструкций, поскольку вблизи створа Мезенской ПЭС практически нет нужного по характеристикам камня. Здесь скальные породы мергеля низкого качества (он размывается водой) и залегают на глубинах 20 – 30 м.

В-третьих, планируется использовать плотину Северной ПЭС длиной 900 м для утилизации энергии ветровых волн со стороны моря с помощью встроенных в блоки волновых энергетических установок с воздушными ортогональными турбинами. Это позволит почти вдвое улучшить экономические показатели Северной ПЭС, а также распространить полученный опыт сооружения волновых установок на другие морские сооружения. Наплавные железобетонные блоки усовершенствованной конструкции наилучшим образом отвечают условиям монтажа на них волновых энергетических установок.

Аналогичную конструкцию блока планируется в последующем использовать и на Мезенской ПЭС.

Наплавные ГЭС. Строительство ГЭС наплавным способом было предложено в России для Волжской ГЭС еще в 1940-е годы В.Л. Мошковым и для Камской ГЭС — Б.К. Александровым и Н. А. Малышевым, но не было осуществлено из-за отсутствия в то время горизонтальных турбин, применение же вертикальных не позволило обеспечить допустимую для рассматриваемых условий осадку наплавных блоков.

Впервые наплавным способом в 1979 – 1982 гг. было построено здание ГЭС им. Лав в плотине Гринап на р. Огайо в США. Наплавной блок выполнен в металле фирмой «Альстом» на судостроительной верфи во Франции и на специальной барже транспортирован на расстояние 4000 км через Атлантический океан в устье р. Миссисипи и далее с осадкой 2,74 м до створа на 2600 км по рекам Миссисипи и Огайо. Общее время в пути составило всего 35 суток. Наплавной блок размером 54,5 x 44 x 44,5 м и массой 4000 т из-за допускаемых габаритов шлюзов и мостов был разрезан на две части, а его высота уменьшена до 23,2 м. На верфи в блок установили три капсульных горизонтальных агрегата фирмы «Нейпик» с диаметром рабочего колеса 6,1 м общей мощностью 72 МВт, работающих на ГЭС с напорами 1,5 – 9,1 м. Основание и примыкание блока были выполнены насухо в котловане в перемычках. После заводки через временно разобранную часть перемычки блок был установлен на основание. Балластировка блока выполнена бетоном. Стоимость строительства (в ценах 1982 г.) составила 172 млн. долл. США, из них 46 млн. пошло на оборудование и 25 млн. на устройство перемычки и подготовку основания.

Наплавной опыт строительства ГЭС Лав был повторен на строительстве ГЭС им. Сиднея А. Мюррей на р. Миссисипи у г. Видалия в 1986 – 1990 гг. Металлический корпус этой станции размерами 139 x 44 x 38 м, массой 21 тыс. т и осадкой 4 м был изготовлен из 276 сварных шпаций на судостроительном заводе «Эйвондейл» в Новом Орлеане (при проводке под мостами притапливался) и транспортирован на плаву по р. Миссисипи на расстояние 370 км в створ, где его установили на заранее подготовленное в котловане за перемычками основание (рис. 7). После посадки блока на основание перемычки были восстановлены, откачан котлован, блок балластирован 84 тыс.

м³ бетона и в нем смонтировано восемь капсульных агрегатов мощностью по 24 МВт с рабочими колесами диаметром 8,2 м на напоры 2,6 – 6,1 м. Стоимость проекта Мюррей определена в 500 млн. долл. (в ценах 1990г.), а наплавной способ его осуществления позволил снизить расходы на 45%.

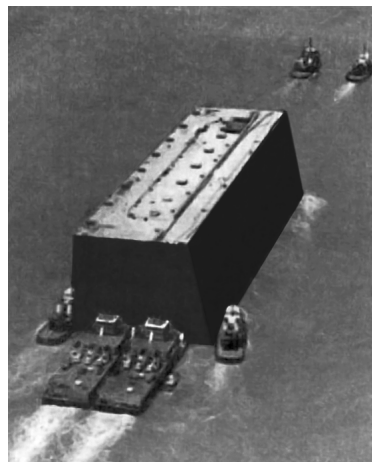


Рис. 7. Перегон по р. Миссисипи наплавного здания ГЭС Мюррей

Однако сооружения ГЭС Лав и Мюррей были выполнены не в «чистом» наплавном виде, так как подготовка основания осуществлялась за перемычками.

Исключительно оригинальным представляется выполнение в 1985 г. в США ГЭС небольшой мощности — 10 МВт на трех металлических баржах по пять капсульных гидроагрегатов на каждой. Баржи устанавливались в верховьях р. Миссисипи в межпаводковый период путем балластировки водой на плиту водобойных колодцев в пролетах низконапорной водорегулируемой плотины (на время паводка из балластных отсеков барж вода откачивается и ГЭС отводится в затон). Стоимость этой наплавной ГЭС составила 20 млн. долл., что на 41% дешевле стоимости ГЭС сопоставимой мощности.

В 1990 – 2001 гг. под руководством Н.М. Иванцова было выполнено проектирование каскадов низконапорных ГЭС на Ангаре и Енисее из восьми станций общей мощностью около 5 млн. кВт, наплавное исполнение которых рассматривалось с использованием базы в г. Лесосибирске. Сплав блоков планировалось вести в условиях малых глубин на фарватере 1,5 м [5].

Аналогичный проект для каскада из трех ГЭС общей мощностью 350 МВт, с годовой

выработкой электроэнергии 2,1 млрд. кВт·ч выполняется в настоящее время на р. Зее. Наплавная конструкция блок-модуля ГЭС, совмещенного (несовмещенного) с донными водосбросами с вертикальным гидроагрегатом, проектируется типовой для всех станций Нижнезейского каскада (рис. 8). Масса железобетонного блок-модуля с оборудованием 1750 т, высота 13,6 м, плановые размеры 18 x 26 м. Предусматривается, что блок-модули изготавливаются на судостроительных (судоремонтных) заводах городов Свободного и Благовещенска, расположенных в бассейнах рек Зеи и Амура параллельно с подводной выемкой котлована и подготовкой основания на створе. Промбаза на створе формируется на плавучих средствах, а строительство ведется вахтовым способом. Строительство Нижнезейских ГЭС должно стать опытно-экспериментальным и научным центром строительства ГЭС наплавным методом на реках Дальнего Востока и Сибири.

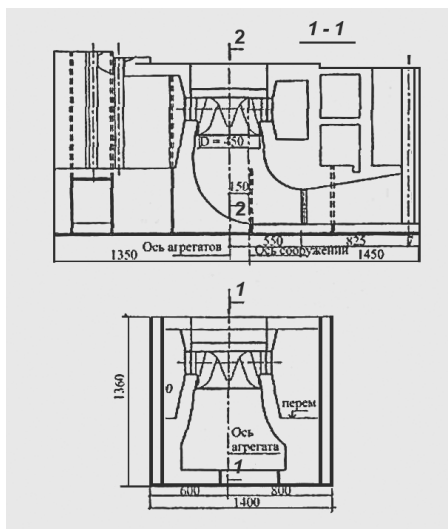


Рис. 8. Типовой наплавной блок-модуль здания ГЭС для каскада ГЭС на реке Зее

Наплавные ТЭС. Для условий энергетического строительства в удаленных необжитых районах была рассмотрена возможность сооружения газотурбинных ТЭС на побережье Северного Ледовитого океана России путем доставки по воде крупных блок-модулей ТЭС высокой степени готовности. Это предложение предусматривает монтаж конструкций и оборудования ТЭС в промышленном центре на несущей наплавной платформе с последующей буксировкой к месту службы, где плавсредство притапливается на необходимых

глубинах, освобождая платформу с блок-модулем ТЭС, который устанавливается над подготовленным под водой основанием, и опускается на него.

В качестве примера может быть представлен проект перемещения блока-модуля ТЭС мощностью 12 МВт для газотурбинной ТЭС 48 МВт на полуостров Ямал в эстуарии р. Харасавей на крупном месторождении газового конденсата, предназначенном для перспективной разработки. Блок-модуль монтируется на платформе, жестко связанной с металлическим корпусом, между фермами которого размещаются пневмооболочки либо пенополистерольные блоки, используемые в США для обеспечения плавучести многочисленных причалов [6].

Другой пример — блок-модуль ТЭС для Ливии, который предполагалось изготовить в районе Новороссийска. Блок из четырех однотипных модулей главного корпуса с оборудованием мощностью по 215 МВт объединится в одно целое на месте эксплуатации. Наплавная платформа для каждого модуля представляет собой пространственную металлическую форму, объединенную железобетонной плитой толщиной 0,25 м, на которой монтируется модуль ТЭС. Размеры платформы 123 x 42 x 6,25 м. В образовавшихся при пересечении ее продольных и поперечных ферм в ячейках помещаются средства плавучести. После установки платформы с модулем на основание объем ее ферм бетонируется. Общая масса платформы со средствами плавучести и модулем составляет 19,7 тыс. т, осадка — 4,3 м. Для транспортировки платформы с модулем ТЭС по морям планируется применить плавсредства типа «Траншельф».

Проекты наплавных ТЭС в настоящее время разрабатывают и применяют фирмы США, Италии и Японии. Так, фирма «JNJ» в 1979 г. транспортировала по воде в Бангладеш ТЭС мощностью 56 МВт, в 1981г. — в Бразилию крупный деревоотделочный комплекс, а фирмы «JNJ», «TES», «NKK» транспортировали через океаны на расстояние до 30 тыс. км ТЭС, металлургический завод и опреснительную установку.

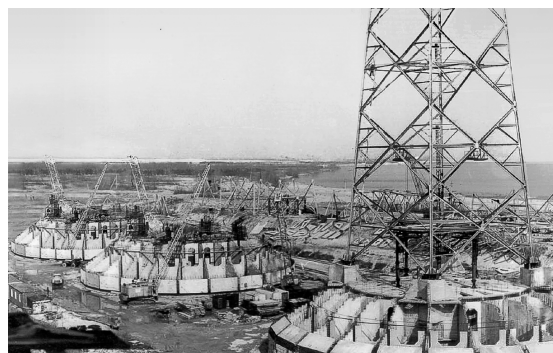
Наплавные АЭС. Исключительно важным представляется возможность использования наплавного способа для модернизации и реконструкции АЭС, расположенных в прибрежных зонах.

Наиболее перспективным представляется предложение ОАО «НИИЭС», РНЦ «Курчатовский институт» и ОАО «ПО «Севмаш» о продлении сроков эксплуатации АЭС путем периодически заменяемых наплавным способом реакторных отделений (РО). Суть предложения состоит в отделении РО от АЭС, придания ему плавучести с достижением необходимой осадки и транспортировку по воде к месту утилизации или временного захоронения. На место отслужившего свой срок РО также наплавным способом поставляется новое РО и включается в работу АЭС, после чего снимается с работы вышеописанным способом и на его место снова поставляется очередной блок РО. Корпус РО с поставкой необходимого оборудования предполагается изготовить на ОАО «ПО «Севмаш». Вопросы экологической безопасности и эксплуатации РО решаются с учетом опыта полувекового мониторинга экосистем Кислогубской ПЭС. Реализация указанного предложения позволит в несколько раз увеличить срок эксплуатации прибрежных АЭС [7].

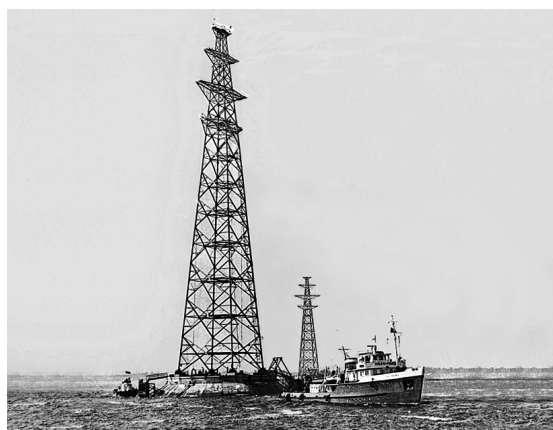
Морская электростанция на наплавной платформе, работающая на природном газе. Поиск новых эффективных технологий освоения углеводородов осуществлен в разработках РНЦ «Курчатовский институт» с участием ОАО «НИИЭС» по производству электрической энергии непосредственно в районе месторождения природного газа. Выполненные работы показали возможность создания комбинированной газотурбинной электростанции мощностью 16 ГВт, эквивалентной добыче и сжиганию 25 млрд. м³ природного газа в год. Такая электростанция соответствует конструктивным параметрам ряда крупных наплавных платформ, эксплуатируемых сейчас в Северном море. Газотурбинная электростанция может работать при начальном давлении газа более низком, чем необходимо для транспортировки газа по трубопроводам. Это делает возможным более глубокую выработку газоносного пласта и освоение месторождений с пониженным пластовым давлением газа [8].

Наплавные ЛЭП. Использование опыта наплавного способа строительства Кислогубской ПЭС позволило по проекту ОАО «НИИЭС» и с его непосредственным участием в 1975 – 1979 гг. осуществить уникальную конструкцию из сборного железобетона пяти наплавных фундаментов со 126-метровыми опорами для пе-

рехода линий электропередач ВЛ-330 кВ с Запорожских ГРЭС и АЭС на г. Никополь через акваторию Каховского водохранилища (6 км) на 10-метровых глубинах, альтернативой которой был проект сухопутного перехода ЛЭП через плотину ДнепрогЭС протяженностью 340 км (рис. 9) [9].



а)



б)

Рис. 9. Наплавные фундаменты для перехода линий электропередач через акваторию Каховского водохранилища: а) изготовление наплавных фундаментов ВЛ-330 кВ в строительном доке на берегу Каховского водохранилища; б) буксировка наплавного фундамента

Наплавные гидротехнические защитные сооружения. Кроме сооружения наплавным способом чисто энергетических сооружений (ГЭС, ПЭС, ТЭС, АЭС, ЛЭП) этот способ был успешно применен и для возведения крупных морских гидротехнических объектов. Так, в 1983 – 1985 гг. наплавным способом были возведены пятипролетные блоки (с оборудованием) русловых водопропускных сооружений в комплексе защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений [10]. Ячеистые конструкции блоков из железобетонных элементов толщиной 30 см были возведены в строительном доке, для

размещения которого временно был использован аванпорт комплекса. Размер каждого блока составлял 132 x 51 x 12 м, масса — 32 тыс. т (рис. 10, 11).



Рис. 10. Общий вид котлована аванпорта Санкт-Петербургской защитной дамбы. Изготовление у причальной стенки котлована крупных наплавных блоков русловых водопропускных сооружений дамбы

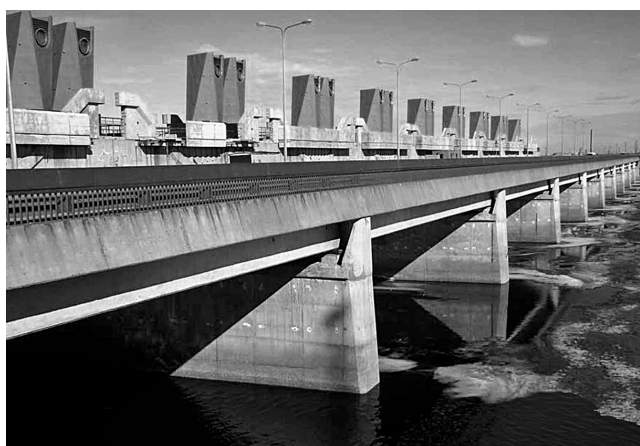


Рис. 11. Наплавные водопропускные блоки в Санкт-Петербургской защитной дамбе от наводнений

Осуществление таких значительных по массе, размерам и технологическим параметрам сооружений (бычки, плиты и оборудование буксировались в одном блоке) означало большой успех отечественной школы в создании прототипа крупных наплавных блоков будущих мощных ПЭС России.

Ранее, в 1973 – 1982 гг., для защиты от наводнений территории Большого Лондона, наплавной способ был применен при возведении шести русловых порогов — флютбетов под секторные затворы на большепролетных (61 м) и малопролетных (31,5 м) судоходных отверстиях. Эти конструкции были выполне-

ны в сухом доке на северном берегу р. Темзы неподалеку от плотины из железобетонных элементов толщиной 70 см в объеме 33 тыс. м³ и после их установки на место забалластированы песком. На большепролетном отверстии наплавные конструкции имели размер 61 x 27 x 8,5 м, массу 10 тыс. т, осадку 5 м, а на малопролетном соответственно 31,5 x 10 x 6,5 м, 6,5 тыс. т.

Наибольшее количество наплавных конструкций было применено в Нидерландах в устье р. Восточная Шельда в 1979 – 1985 гг. при сооружении противостормовой дамбы, в которую на глубинах до 40 м было установлено 66 наплавных устоев высотой до 57 м, массой до 18 тыс. т, осадкой около 11 м. Бетонирование устоев было произведено на намытой территории в трех строительных доках с котлованами размерами по 800 x 270 м, глубиной 15 м. Также в Нидерландах одни из наиболее крупных наплавных конструкций были применены при заделке брешей в дамбе Вишегарт при установке в текущую воду массивов «Феникс» сквозной конструкции размером 63 x 19 x 18 м и массой 75 тыс.т.

Наплавные транспортные сооружения (подводные туннели). В 1975 – 1982 гг. в России наплавным методом осуществлено сооружение подводного автотранспортного туннеля с Канонерского острова в г. Санкт-Петербург. Туннель протяженностью 375 м состоит из пяти наплавных секций размером 75 x 13,75 x 8,05 м и массой по 8 тыс. т каждая, выполненных на стапельном месте шлюз-дока Канонерского судостроительного завода (рис. 12).



Рис. 12. Наплавные секции подводного Канонерского туннеля перед выводом через прорез шлюза в Ленинградский канал (сзади секций строительное место шлюз-дока).

Подобные наплавные подводные транспортные туннели получили широкое распространение в мире. В 1962 – 1970 гг. в США через залив Сан-Франциско на глубине 41 м проложен трехпутный туннель метрополитена протяженностью 5,8 км из 57 секций с размерами каждой 110,6 x 14,6 x 6,6 м из железобетона с толщиной стенок 7 см, облицованных стальным 9-мм листом. Секции были изготовлены в доке судовой верфи Бетлехема, опущены на мягкий 0,61-м слой, присыпаны 1,8-м слоем каменной наброски. Затраты на туннель составили около 1 млрд. дол. США. В 1963 – 1969 гг. в Бельгии под р. Шельда проложен подводный туннель для автомагистрали из пяти погруженных секций с размерами 95 x 47,9 x 10 (толщина стенок 130 – 145 см), выполненных в сухом доке г. Антверпена. В 1968 – 1973 гг. в Германии через р. Эльбу на глубинах 13 м был проложен автотранспортный туннель Баулос из восьми секций массой по 50 тыс. т с размерами каждой 132 x 1,5 x 8,4 м, выполненных в сухом доке г. Гамбурга. Для посадки блоков туннеля в основание была намыта песчаная подушка

В 1975 – 1985 гг. в США через р. Потаиско на глубинах до 21 м был сооружен автотранспортный 4-путный туннель из 32 наплавных секций с размерами 106,8 x 53 x 12,8 м из модульных труб, изготовленных на судовой верфи г. Порт-Денотут в 103 км от створа и забалластированных бетоном при погружении на 0,6 м гравийную подушку. Стоимость туннеля составила 825 млн. дол. США. Туннель в Дании через пролив Гумборга сооружен в 1985 – 1988 гг. Каждая наплавная секция этого туннеля (всего их две) имеет самую большую длину среди всех выполненных на сегодня секций подводных туннелей — 230 м.

В Австралии в 1988 – 1992 гг. через морскую гавань Спуная был проложен туннель из восьми секций, выполненных в строительном доке в 80 км от створа. В 1980-х гг. несколько подводных автотранспортных переходов было сооружено в Нидерландах: Бекемюкс, Блейк, Дрехтгуннель через р. Маас (метро).

В 2008 г. закончено сооружение крупного подводного туннеля в Датских проливах. Наплавные блоки для этого туннеля размером 120 x 30 м сооружены в глубоководном доке в г. Бергене (Норвегия), при этом их установка в створе была осуществлена современным способом прямо на неподготовленное основание.

Весьма перспективным является и предложение о сооружении опор мостов в глубоких протоках с помощью применения наплавных опор. Так, в 1974 г. ГИР представил проект моста через Берингов пролив с изготовлением опор в доках США и с доставкой их к месту погружения на плавучую в горизонтальном положении. Для изготовления опор Президент ГИР г-н Б. Гервик предложил состав «неистираемого» бетона, разработанного И.Н. Усачевым для Кислогубской ПЭС.

Топливо-энергетические наплавные сооружения. Платформы для добычи нефти и газа на морском шельфе получили широкое развитие за последние 45 лет. В Мексиканском заливе, в Северном и Норвежском морях работают более 1,5 тыс. железобетонных платформ, погруженных на глубины до 450 м (рис. 13, 14).

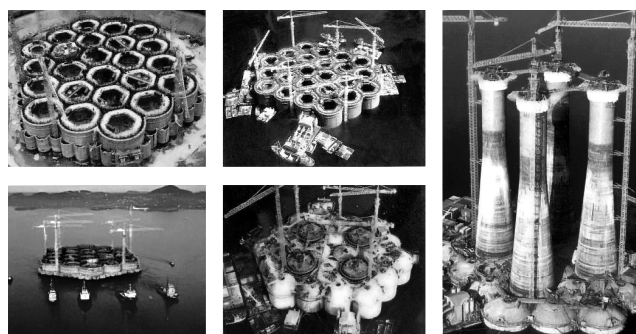


Рис. 13. Этапы строительства глубоководной наплавной нефтяной платформы

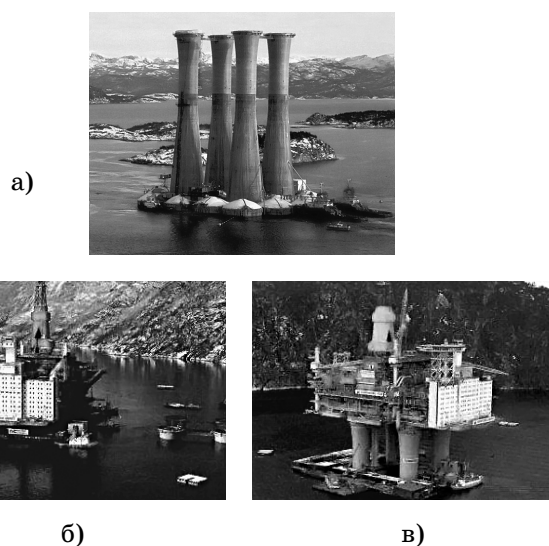


Рис. 14. Нефтяная платформа в Северном море: а) — перегон наплавного основания платформы; б) — перевод железобетонной конструкции в полупогружное состояние за счет балластировки для стыковки с палубой; в) — дебалластированная железобетонная конструкция поднимает палубу с барж

Технология изготовления этих сооружений следующая: на первом этапе в строительном доке на берегу на высоту 9 – 12 м бетонируется фундаментная секция платформы, после чего она выводится на акваторию моря и поэтапно наращивается с плавучей строительной баржи на требуемую высоту. Транспортировка платформ к месту установки осуществляется в притопленном положении, затем, на месте эксплуатации путем баллаستирования опускается на дно, погружаясь в грунт вертикальными металлическими или железобетонными выступами («юбкой») высотой до 7,0 м (рис. 15).

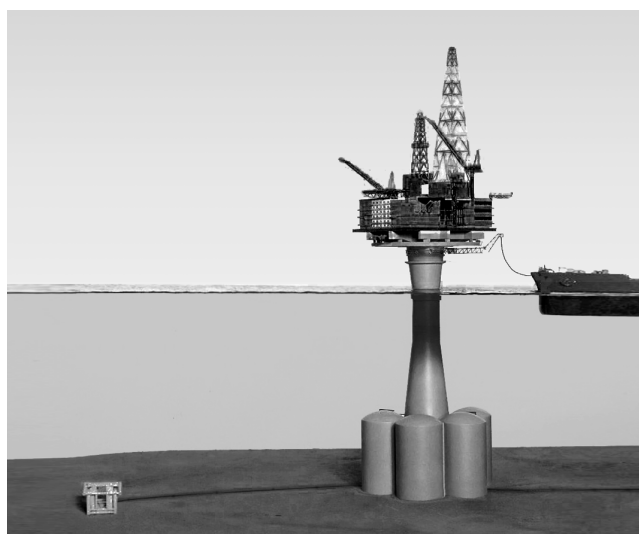


Рис. 15. Модель одноопорной многоцелевой платформы

Для разработки углеродистых месторождений на Российском Европейском северном шельфе в Печорском море для месторождения «Приразломная» на ОАО «ПО «Севмаш» изготовлена наплавная супер-платформа (в виде острова размером 126 x 26 x 25 м, массой 110 000 т, вместимостью нефтехранилищ 160 000 м³, с объемом нефтедобычи, 20000 м³/сут.). Платформа создана в соответствии с Федеральной целевой программой «Мировой океан» (рис. 16).

В заключении надо отметить, что наплавной способ строительства в последние десятилетия XX века после успешного завершения наплавного исполнения Кислогубской ПЭС нашел широкое применение почти во всех сферах морской строительной индустрии.

Наплавной способ строительства заложен в проекты крупных будущих ПЭС России: Северной в губе Долгой Баренцева моря; Мезенской



а)



б)



в)

Рис. 16. Наплавная ледостойкая стационарная платформа «Приразломная»: а) — вывод элемента суперблока «Приразломная» из цеха; б) — достройка платформы у причала; в) — буксировка платформы

в Мезенском заливе Белого моря; Тугурской в Тугурском заливе Охотского моря и самой мощной в будущем Пенжинской ПЭС в Пенжинском заливе Охотского моря.

Наплавной способ по сравнению с классическим способом строительства речных сооружений ГЭС за перемычками позволяет перенести строительство из необжитой территории створа в благоприятную обстановку морского промышленного центра, а также позволяет экономить до 45% сметной стоимости строительства.

Ключевые слова: наплавной способ строительства, наплавные ПЭС, наплавные ГЭС, наплавные ТЭС, наплавные АЭС, морская электростанция на наплавной платформе, наплавные ЛЭП, наплавные гидротехнические защитные сооружения, наплавные транспортные сооружения, топливно-энергетические наплавные сооружения

ЛИТЕРАТУРА

1. Усачев И.Н., Воробьев И.Н. Современные наплавные энергетические сооружения России // Гидротехническое строительство, 2003. – №7.
2. Бернштейн Л. В., Силаков В.Н., Усачев И.И. и др. Приливные электростанции. 2 тома. – М.: ОАО «Институт Гидропроект», 1994.
3. Усачев И.Н., Шполянский Ю.Б., Историк Б.Л. и др. Сооружение типового наплавного энергоблока для приливных электростанций // Гидротехническое строительство, 2004. – №9.
4. Проект Северной ПЭС (51 том с альбомами чертежей, ГИП – И.Н. Усачев, зам ГИП – А.Л. Золотов, 35 организаций соисполнителей). – М.: ОАО «НИИЭС», 2011.
5. Авдеев В.А., Иванцов Н.М. Наплавной метод строительства гидроэлектростанций на Дальнем Востоке // Гидротехническое строительство, 1999. – № 12.
6. Галустов К.З., Абаджан К.А., Усачев И.Н., Рылов И.И. и др. Платформы со средствами плавучести для наплавных блок-модулей ТЭС // Энергетическое строительство, 1991. – №1.
7. Способ возведения крупноблочного сооружения в прибрежной зоне водоема и плавкомплеса для осуществления способа (наплавное сооружение и транспортировка крупных блоков ПЭС). Патент РФ №2195531. Бюл. №36, 2002. Авторы: Е.И. Велихов, К.З. Галустов, И.Н. Усачев, Ю.Н. Кучеров, С.О. Бритвин, В.П. Кузнецов, И.В. Семенов, Ю.В. Кондрашов.
8. Велихов Е.П., Быков В.П., Данилов А.И. и др. Компактная МГД-электростанция большой мощности на природном газе // Тр. РАО-99 «Освоение шельфа арктических морей России». – СПб., 1999. – Ч. II.
9. Бернштейн Л. Б., Усачев И.Н., Гельфер С.Л. Опыт создания и эксплуатации тонкостенных гидроэнергетических конструкций в наплавном исполнении // Строительство ГЭС и монтаж оборудования, 1978. – № 11.
10. Михайлов Л. П., Бернштейн Л. Б., Усачев И. Н. и др. Наплавные конструкции комплекса защиты Ленинграда от наводнений // Энергетическое строительство, 1985. – № 11.

ПРОБЛЕМЫ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Бляшко Я.И., к. т. н., МНТО ИНСЭТ

Проблемы развития малой гидроэнергетики в России мало чем отличаются от проблем развития других возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как солнечные, ветровые, геотермальные и другие виды ВИЭ. Этими проблемами являются отсутствие государственных программ развития ВИЭ и, соответственно, государственной поддержки на федеральном уровне, а также неполнота нормативных Актов, регулирующих отношение между производителем «чистой» энергии и электросетями.

Несмотря на наличие у региональных властей полномочий на предоставление специальных экономических тарифов на покупку электросетями электроэнергии, производимой ВИЭ, эти власти не поддерживают проекты строительства МГЭС и, таким образом, не способствуют их развитию.

При этом значительное количество населенных пунктов, расположенных вблизи ма-

лых рек, находящихся как в зоне децентрализованно (Сибирь, Алтай и др.), так и в зоне централизованного энергоснабжения (Северный Кавказ) не имеют возможности социально-экономического развития, в том числе, увеличения количества рабочих мест, в связи с отсутствием надежного энергоснабжения.

В настоящее время стало очевидным, что энергетическая независимость и безопасность страны формируется на региональном уровне, поэтому достоверное определение энергетического потенциала ВИЭ региона и, в частности гидроэнергетического потенциала малых рек, имеет важное народнохозяйственное значение. Необходимость определения этого потенциала на региональном уровне объясняется значительным разнообразием природно-климатических условий регионов, особенно нуждающихся и в то же время обладающих значительными ресурсами малых рек (напри-

мер, такие регионы, как Алтай и Бурятия, с одной стороны, и Кабардино-Балкария и Северная Осетия-Алания, с другой).

Вместе с тем, как указано в работе [1], ощущается недостаточная обоснованность и корректность ресурсных оценок. Это, по нашему мнению, сдерживает в определенной степени развитие ВИЭ и, соответственно, малой гидроэнергетики.

Также в работе [2] указывается, что экономический потенциал ВИЭ нуждается при сооружении конкретного объекта в технико-экономическом обосновании.

Из сказанного можно сделать вывод, что при оценке ресурса гидроэнергетики региона, который складывается из оценок гидроэнергетических ресурсов малых рек, протекающих по его территории, необходимо на предварительной стадии выполнение укрупненных технико-экономических обоснований размещения на этих реках малых ГЭС.

Энергетический потенциал малых рек, расположенных на территории СССР и, в том числе, России изучался многими авторами [2,3]. При этом технический потенциал малых рек, т.е. оценивается в диапазоне 380 – 500 ТВт·ч в год, а экономический гидроэнергетический потенциал был оценен как 0,55 от техниче-

ского. В работе [1] приводятся ориентировочные данные по оценке экономического гидроэнергетического потенциала регионов России в соответствии с традиционным подходом, описанным в указанной выше работе [2].

Например, для Республик Алтай и Тыва Сибирского Федерального округа экономический гидроэнергетический потенциал согласно проведенным расчетам определен как 1,4 и 2,5 ТВт·ч, соответственно.

В то же время, проведенная нами оценка этого потенциала на основе изучения малых рек этих регионов и предварительной технико-экономической оценки гидроэнергетического потенциала намеченных для строительства малых ГЭС на основе визуально-инструментальных обследований створов показала, что для Республики Алтай этот показатель составляет около 0,5 ТВт·ч, а для Республики Тыва 0,18 ТВт·ч, т.е. почти в 3 и 15 раз меньше, соответственно (рис. 1).

Тогда как для Республик Северная Осетия-Алания и Кабардино-Балкария экономический потенциал малых рек, определенный в соответствии с предложенным нами подходом, составил 0,7 и 1,0 ТВт·ч против указанного в работе [2] 0,1 и 0,2 ТВт·ч, соответственно, т.е. в 7 и 5 раз больше.

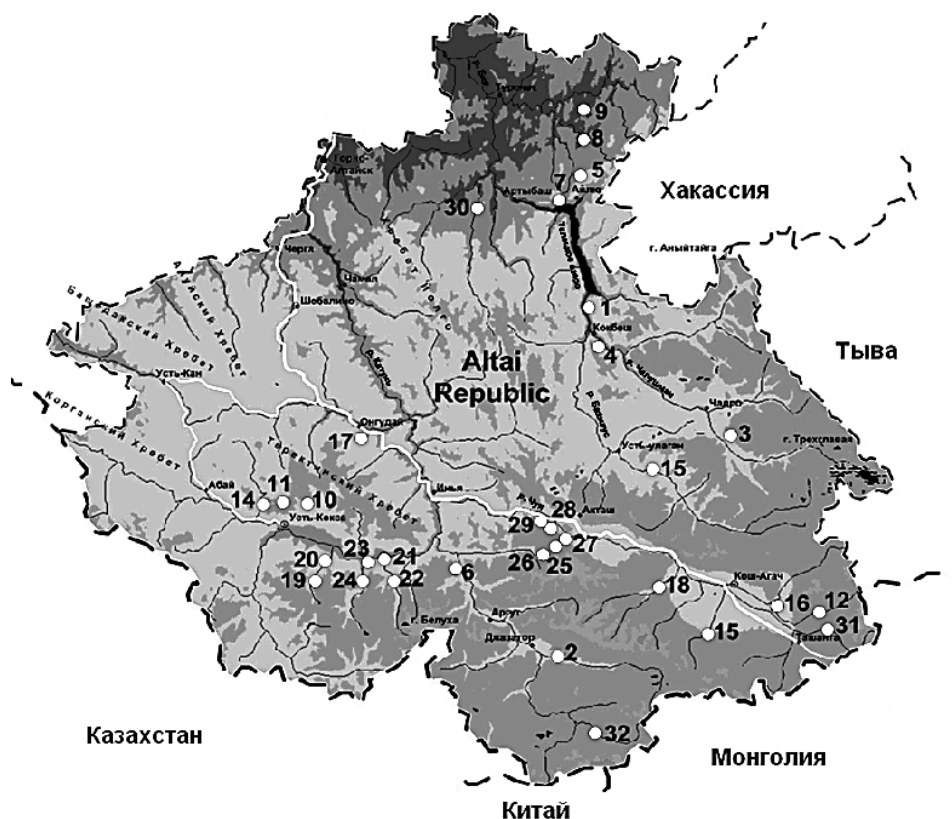


Рис.1. Схема размещения малых ГЭС в Республике Алтай

Сказанное подтверждает необходимость изменения подхода и оценке экономического потенциала малых рек в региональном разрезе.

Особенно важное значение имеет правильная, т.е. обоснованная, оценка ресурса для регионов, в которых преобладает децентрализованная энергетика.

К концу первого десятилетия XXI века накоплен достаточно обширный опыт по созданию МГЭС в различных природных зонах России, проведено обследование сотен малых рек, в результате чего не только разработаны схемы и концепции развития малой гидроэнергетики целого ряда регионов, но и принципы их разработки, критерии выбора створов. Создан и успешно реализуется на практике типоразмерный ряд оборудования, насчитывающий более 30 агрегатов, охватывающих практически весь ряд напоров и расходов, который экономически целесообразно использовать для производства электроэнергии в России [4].

Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 г. № 1р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2010 года», предусматривающее увеличение доли возобновляемых источников энергии в общем объеме ее производства и потребления до 1,5% в 2010 г., 2,5% в 2015 г. и 4,5% в 2020 г., должно было резко повысить внимание к развитию малой гидроэнергетики. Это можно было объяснить, во-первых, традиционностью данного вида ВИЭ для России по сравнению с другими ее видами, значительной долей в объеме имеющихся на сегодняшний день разведанных и экономически обоснованных для использования ресурсов ВИЭ, а также — и это главное — тем, что это наиболее освоенный и технически оснащенный вид ВИЭ в России.

Так, на территории РФ за последние годы введено в эксплуатацию только фирмой ИНСЭТ более 50 малых ГЭС мощностью от 50 кВт до 6,0 МВт в различных климатических зонах, в том числе в Сибири и в Республике Алтай (рис. 2, 3, 4, 5).

Для реализации распоряжения Правительств об обеспечении производства около 4,5% электроэнергии с помощью ВИЭ (а это при средней стоимости 1 МВт 50-55 млн. рублей и вкладе МГЭС около 50% в общий баланс ВИЭ, который предстоит освоить, составит около 400 млрд. рублей) необходимо:



Рис. 2. МГЭС «Джазатор» — два гидроагрегата мощностью по 315 кВт с ковшовой турбиной, Республика Алтай

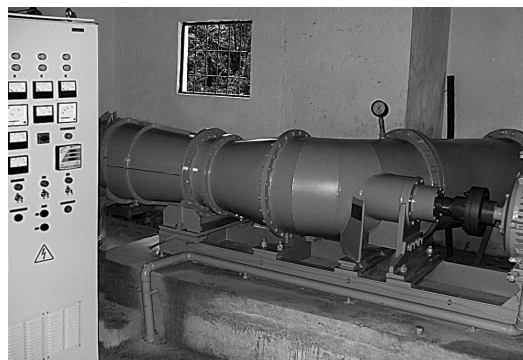


Рис. 3. МГЭС «Габипол» мощностью 32 кВт с пропеллерной турбиной Пр30-Г-46, Колумбия



Рис. 4. МГЭС на сбросах ТЭЦ-2, два энергоблока с гидроагрегатами мощностью 130 кВт с S-образной турбиной, Республика Беларусь



Рис. 5. МГЭС «Фаснал», сдвоенные гидротурбины ГА10, Северная Осетия

1. Провести ревизию уже выявленных мест, пригодных для строительства МГЭС, и составить пер-спективный план их освоения.

2. Продолжить работу по выявлению новых мест строительства МГЭС.

3. Ревизовать типоразмерный ряд оборудования и выявить на основе выполнения пп. 1, 2 недостающие компоненты для его дополнения.

4. Выявить в регионах проектные организации, которые будут участвовать в проектировании малых ГЭС на согласованных принципах (отказ от регулирующих водохранилищ, использование деривационных схем и упрощенных конструкций станционных зданий).

5. Разработать методические материалы по проектированию МГЭС, упростить и унифицировать их проектирование.

6. Уточнить, а в ряде случаев разработать, нормативную базу для выполнения проектов МГЭС.

7. Уточнить требования к турбинному и генераторному оборудованию МГЭС.

8. Разработать требования к автоматизации МГЭС при работе параллельно с сетью и автономно.

Эти основные требования (приведенные здесь не по степени важности) могут быть дополнены и уточнены по мере реализации планов создания МГЭС.

Малая гидроэнергетика, при сравнительно небольших затратах на подготовку проектных материалов, через 1,5 – 2 года обеспечит развертывание строительства, т. е. создание новых рабочих мест в регионах, на предприятиях-производителях оборудования, будет способствовать развитию сельских поселений и рекреационных зон.

Здесь необходимо отметить, что в 2006 г. ОАО РАО «ЕЭС России» была предпринята попытка создания очередной общероссийской Программы развития малой гидроэнергетики. Приказом № 535 от 04.08.2006 г. был предусмотрен по Программе МГЭС ввод до конца 2010 г. 300 МВт установленной мощности.

При этом уже в 2007 г. планировалось ввести 5 МВт; в 2008 — 50 МВт; в 2009 — 100 МВт и до конца 2010 г. еще 145 МВт установленной мощности МГЭС.

Для реализации Программы решением Совета Директоров был создан специальный оператор - «Фонд Новая Энергия», учредителями которого стали УК ОАО «Гидро ОГК» (сейчас ОАО «РусГидро»), Негосударственный

пенсионный фонд электроэнергетики, (некоммерческая организация) и некоммерческая инвестиционная экологическая организация «Энергетический углеродный фонд». Был определен круг задач, которые Фонд должен был решить, и источники финансирования.

Для реализации Программы были привлечены значительные материальные и людские ресурсы, однако, своих целей Фонд не достиг, Программа была, мягко говоря, не реализована и как результат, учитывая наступившие кризисные явления, Фонд прекратил свою деятельность. В свою очередь компания «РусГидро» объявила о том, что в дальнейшем не планирует заниматься вопросами использования энергии малых рек и сосредотачивает свои усилия по развитию гидроэнергетической составляющей ВИЭ на приливной энергетике. Рискую встретиться непонимание со стороны коллег, занимающихся этой проблемой, не можем не отметить, что до настоящего времени весомых технических решений, экономического, технического и научного обоснований эффективности предложенных для реализации энергии приливов в России не найдено [5].

Таким образом, очередная попытка «организовать развитие» одного из самых перспективных для нашей страны источников возобновляемой энергии закончилась неудачей. А ведь еще в 90-е годы существовала Программа, связанная с сокращением «северного завоза» за счет ВИЭ, Программа развития ВИЭ на северных территориях и еще несколько других попыток. В чем же дело?

Очевидно, что время, когда Программы спускаются сверху в приказном порядке, базируясь не на материальной основе, а на желаниях и стремлениях, даже правильных и объективно целесообразных, прошло. Отсутствие экономических предпосылок, что обусловлено рыхлым законодательством, когда высокие инстанции говорят «а», но не в силах, или забывая, сказать «б», приводит к плачевным результатам.

Какими радужными для развития ВИЭ выглядели перспективы после принятия Федерального закона 250 в ноябре 2007 г., предусматривающего государственную поддержку ВИЭ. Этим, можно сказать, увенчались усилия целого поколения «нетрадиционщиков», которые с начала 1990-х годов убеждали руководство страны, Думу и сенаторов в необходимости такой поддержки. Но, к сожалению, к настоящему времени не принято и

половины из подзаконных актов, необходимых для практической реализации положений закона, связанных с развитием ВИЭ.

Весь мир давно поддерживает ВИЭ, ряд стран ЕС планирует довести их вклад в объем производимой электроэнергии до 30%. Президент США считает развитие ВИЭ делом государственной важности. Да зачем далеко ходить? У наших соседей, в Латвии, в результате принятия мер государственной поддержки (двойной тариф) число МГЭС увеличилось в десятки раз - с трех в 1994 г. (кстати, две из них были введены в работу с оборудованием нашей фирмы) почти до ста к началу XXI века! В Армении введено в эксплуатацию более 100

малых ГЭС за последние 15 лет.

Именно сейчас, во время продолжающихся кризисных явлений в экономике, как никогда нужна инициатива государства - как знак поддержки современных экологически чистых технологий производства электроэнергии. Это позволит привлечь в экономику сотни миллионов рублей частных инвесторов не только из России, но и из-за рубежа, создаст инвестиционно привлекательные очаги развития нового бизнеса - производства и продажи электроэнергии, создаст тысячи рабочих мест для проектировщиков, строителей, машиностроителей, эксплуатационников, привлечет в колледжи и ВУЗы сотни молодых людей.

Ключевые слова: возобновляемых источники энергии, малые ГЭС, гидроэнергетические ресурсы малых рек, типоразмерный ряд оборудования для МГЭС

ЛИТЕРАТУРА

1. **Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России**/П.П.Безруких, В.И.Виссарионов, Н.К.Маликин, Г.И.Сидоренко, А.А.Шпак и др. – СПб.: Наука, 2002.
2. **Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы**/А.Б. Авакян, В.А.Баранов, Л.Б.Бернштейн и др.(рук. А.Н.Вознесенский). – М.: Наука, 1967.
3. **Михайлов Л.П.** и др. *Малая гидроэнергетика*/Под. Ред. Л.П.Михайлова. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. **Бляшко Я.И.** Опыт «МНТО ИНСЭТ» по созданию и эксплуатации оборудования для микро и малых ГЭС //Тяжелое машиностроение, 1997. – №10.
5. **Пылев И.М.** и др. *технические параметры крупногабаритных гидроагрегатов для приливных гидростанций. Материалы междунар. конф. "Russia power"*. – М., 2012

ВЕРТИКАЛЬНО-ОСЕВАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА НОВОГО ТИПА С УПРАВЛЯЕМЫМ ПОВОРОТОМ ЛОПАСТЕЙ

Грибков С.В., к. т. н., ООО «Виндэк», Лапшин С.А., Пахалов В.В., ООО «ОКБ ВЭС», Харченко В.В., д. т. н., ГНУ ВИЭСХ

В настоящее время рынок ветроэнергетических установок представлен двумя основными типами — это установки с горизонтальной осью вращения (ГО ВЭУ) и установки с вертикальной осью вращения (ВО ВЭУ). Доминирующее положение занимают установки типа ГО ВЭУ [1], а в классе машин мощностью более 1 МВт ВО ВЭУ — вообще не представлены.

Причина доминирующего превосходства современных ГО ВЭУ в том, что теоретические основы принципов их работы базируются на научных работах специалистов авиационной промышленности, а конструкторские решения прошли многолетнюю отработку в авиастроении. Несмотря на их органические недостатки (необходимость поворота оси ветротурбины

по направлению ветра и экологические проблемы — шум в плоскости вращения ветротурбины), у них нет конкурентов в классе установок единичной мощностью более 1 МВт.

Современные ВО ВЭУ лишены вышеназванных недостатков, присущих ГО ВЭУ.

Для их нормальной работы направление ветра роли не играет, и они практически бесшумны. На практике применяются две схемы ветротурбин ВО ВЭУ — схема Савониуса и схема Дарье (рис. 1). Первоначально были созданы ВО ВЭУ по схеме Савониуса [2], но в связи с их низким к. п. д. [3] на сегодняшний день они были «вытеснены» ВО ВЭУ по схеме Дарье. ВО ВЭУ по схеме Дарье в настоящее время серийно выпускаются, в частности, итальянскими фирмами.

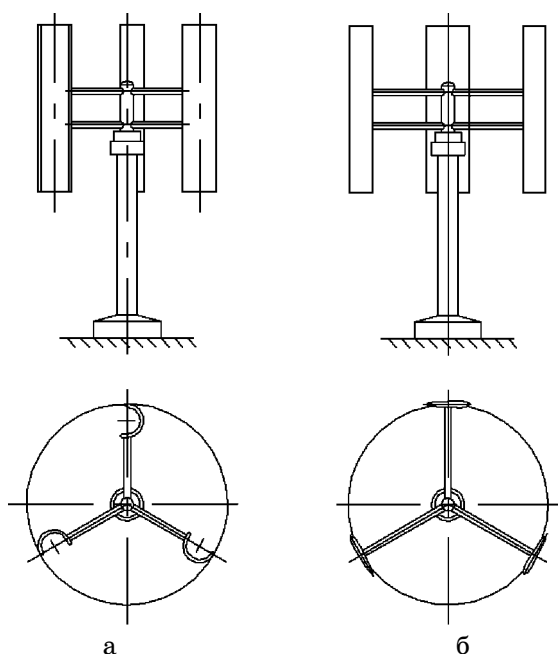


Рис. 1. Типы ветротурбин: а — ВО ВЭУ с ветротурбиной Савониуса; б — ВО ВЭУ с ветротурбиной Дарье

янской фирмой Ropatec и немецкой Ахеptор. Максимальная мощность установок, выпускаемых этими фирмами — до 30 кВт, и в этом диапазоне мощностей они имеют преимущества перед ГО ВЭУ, как более простые конструктивно и имеющие низкий уровень шума при работе. Хотя выпускаемые ВО ВЭУ и не имеют аэродинамической ветрозащиты (имеют только механическую и электрическую системы торможения), однако, за счет прочности конструкции они обеспечивают надежность при эксплуатации.

Несмотря на конструктивные и экологические преимущества ВО ВЭУ, о строительстве ветропарков на их основе с единичной мощностью 1 МВт и более на данный момент ничего не известно. Все попытки построить мощные ВО ВЭУ заканчивались либо созданием не работоспособных конструкций, либо их разрушением, в частности, по причине отсутствия простого и надежного способа ветрозащиты.

В настоящее время создание образца сетевой ВО ВЭУ мощностью более 1 МВт с надежной аэродинамической ветрозащитой, способной конкурировать с ГО ВЭУ, можно считать актуальной и интересной задачей.

Нами определены конструктивные особенности основных узлов таких ветроустановок, которые можно представить следующим образом:

классическая мачта, используемая для современных ВЭУ мощностью 1 МВт и более;

обтекаемое помещение аэродинамической формы диаметром 6 м и высотой 4 м, располагаемое на вершине мачты;

вертикально-осевой генератор со встроенным многопоточным мультипликатором, устанавливаемый внутри помещения;

- траверса (одна), устанавливаемая на выходном валу мультипликатора (длина траверсы 60 м, профиль аэродинамический, имеет две взаимно перпендикулярные оси симметрии, длина хорды профиля — 5 м, материал — армированный углепластик). На концах траверсы устанавливаются две лопасти. Длина лопастей — 50 м, профиль аэродинамический, имеет одну ось симметрии, длина хорды профиля — 5 м, материал — армированный углепластик.

Для основных элементов ветротурбины были выполнены предварительные расчеты на прочность. Результаты расчета показали, что при скорости ветра 25...30 м/с (или при оборотах — 10 об/мин) конструкция начинает разрушаться. Введение в силовую схему ветротурбины второй траверсы или повышение прочности силовых элементов теоретически могло бы увеличить запас прочности примерно на 50%, но при этом возросла бы сложность конструкции. Для обеспечения конкурентоспособности с ГО ВЭУ такие решения неприемлемы.

Оптимальное решение — использовать ветрозащиту, подобную ветрозащите ГО ВЭУ — при скорости ветра выше предельно допустимой переводить лопасти в положение «флюгер». В этом случае граница предельно допустимой скорости ветра отодвигается до величины 60...70 м/с, и предлагаемый вариант ветроустановки не уступает ГО ВЭУ по надежности.

Была поставлена задача — разработать специальный механизм поворота лопастей с управляемым электроприводом, потребляемая мощность которого не должна превышать 1% от электрической мощности всей установки.

В результате анализа, около 400 действующих патентов для создания ветроустановки с управляемым поворотом лопастей, было подготовлено техническое предложение по конструктивному исполнению механизма поворота лопастей, системы управления по радиоканалу для обеспечения перевода лопастей в положении «флюгер» на ос-

нове информации от датчика скорости ветра (анемометр).

Наличие системы управления поворотом лопастей в целях ветрозащиты может позволить использовать этот механизм для установки оптимального углового положения лопасти в каждой точке траектории их движения по окружности. Информацию о скорости и направлении ветра планируется получать от анеморумбометра. При этом блок управления усложняется, но данные усложнения могут быть оправданы получаемым результатом, т.к. оптимальное угловое положение лопастей во всем рабочем диапазоне их движения — это обеспечение максимального к. п. д. ветротурбины. Один из вариантов закона поворота лопастей по траектории их движения показан на рис. 2. В этом случае профиль лопасти аэродинамический, имеет две взаимно перпендикулярные оси симметрии. Значение максимальной величины увеличения к. п. д. предполагается получить при испытаниях первых опытных образцов в процессе выполнения научно-исследовательской работы.

Дальнейшие работы по развитию ВО ВЭУ с управляемым поворотом лопастей предполагается провести по перечисленным ниже направлениям:

1. Обеспечение защиты интеллектуальной собственности — подача и оформление международных патентов по темам:

ВО ВЭУ с управляемым поворотом лопастей ветротурбины;

силовой привод поворота лопастей ВО ВЭУ;

кинематическая схема силового привода ВО ВЭУ;

Ключевые слова: ветротурбины, уровень шума при работе ветротурбин, ВЭУ с управляемым поворотом лопастей

ЛИТЕРАТУРА

1. Родионов В.Я. Ветроэнергетика в России — безальтернативная технология //Конструктор машиностроитель, 2010. —№5.
2. Что лучше — вертикально или горизонтально-осевая ВЭУ? (по материалам специалистов по ветроэнергетике КБ «Южное»: д. т. н. М.И.Галась, инж. Ю.П. Дымковец, Н.А. Акаев, И.Ю. Костюков).
3. Грибков С.В. Состояние и перспективы развития ветровых систем электроснабжения малой мощности //Малая энергетика. — М.: ОАО «НИИЭС», 2006. — №1 — 2 .

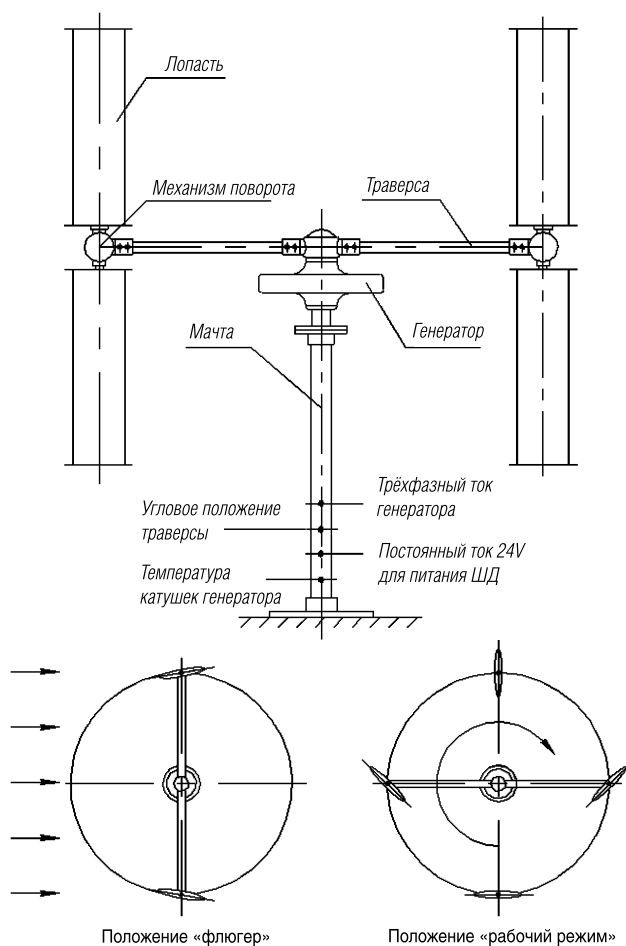


Рис. 2. Прототип ВО ВЭУ с управляемым поворотом лопастей

система автоматического управления поворотом лопастей ВО ВЭУ.

2. Разработка, изготовление и проведение сравнительных испытаний в аэродинамической трубе макета ВО ВЭУ мощностью 1 кВт (см. рис.2).

3. Поиск инвестиций для осуществления данного проекта.

МОРСКОЙ ПЛАВУЧИЙ ВЕТРОПАРК

Радченко П.М., к. т. н., Морской государственный университет им. адмирала Г.И. Невельского, г. Владивосток

Испокон веков население приморских территорий стремилось поселиться как можно ближе к морскому побережью. Люди устраивали свои жилища, в основном, по устьям рек, впадающих в удобные и защищенные заливы и бухты. Реки и моря давали людям пропитание и одновременно являлись наиболее доступными и удобными средствами коммуникаций. В силу этих объективно-исторических факторов существующая плотность населения в приморских регионах выше в разы по сравнению с материковыми зонами. Естественно, что именно здесь, в местах плотных расселений людей, сосредоточены промышленность и сельское хозяйство регионов. Здесь, стало быть, и следует размещать его основные источники энергии.

В поисках экологичных альтернативных источников энергии в промышленно развитых странах серьезное внимание обращено на нетрадиционные возобновляемые источники энергии (НВИЭ), такие как ветер, солнце, волны, течения, приливы и др. Страны ЕС, в частности, ставят задачу довести к 2050 году долю НВИЭ в обеспечении своих энергетических потребностей до 50%. Наибольшие практические успехи в промышленном использовании НВИЭ в текущий период достигнуты в ветроэнергетике, одним из направлений которой является морская ветроэнергетика [1, 2, 3].

Прибрежная морская акватория, прилегающая к промышленно развитым приморским городам, населенным пунктам и технопаркам, включая бурно развивающиеся промышленные разработки нефти, газа и полезных ископаемых на континентальном шельфе, морском склоне и океаническом ложе, является идеальной площадкой для размещения промышленных ветропарков мощностью в несколько десятков, сотен и тысяч мегаватт. Преимущество размещения ветропарков на морской акватории заключается в следующем:

повышается производительность ветропарка вследствие более сильных ветров (на 15 – 25%) над поверхностью моря по сравнению с сушей;

не требуется отчуждения земельных угодий и вывода их из сельскохозяйственного оборота;

не требуется сооружения дорогостоящих подъездных дорог в труднодоступных местах (лес, горы, болота и пр.);

повышается качество энергии, подаваемой в энергосистему региона, вследствие более равномерной структуры морского ветра;

снижается острота экологического неприятия ветроустройств местным населением из-за присущих им негативных факторов – изменение привычного окружающего ландшафта, шумовые эффекты, вибрация почвы, создание помех радио- и телевидению.

Морские промышленные ветропарки развиваются в двух направлениях: стационарном с опорой отдельных ветроэнергетических установок (ВЭУ) на морское дно и плавучем с креплением на якорях [3].

Морской плавучий полупогружной ветропарк (МППВП) с якорным способом позиционирования по сравнению со стационарным ветропарком, состоящим из множества отдельных ВЭУ с их опорой на морское дно, тоже имеет ряд преимуществ.

Во-первых, из-за простоты якорного способа позиционирования резко сокращаются стоимость и сроки выполнения монтажных работ МППВП. Плавучий ветропарк доводится до стопроцентной готовности на строительной верфи и доставляется в район базирования целиком или по частям простым способом — обычной буксировкой. Там его закрепляют и позиционируют посредством якорной системы.

Во-вторых, МППВП обладает важным свойством — мобильностью. Одну и ту же морскую ветроэлектростанцию (ВЭС) можно многократно перемещать в случае производственной необходимости из одной точки стоянки в другую и даже в другой регион, например, из Приморья на Сахалин, Курилы и т. д. Такая необходимость, в частности, возникает из-за сезонного характера работы некоторых прибрежных промышленных предприятий, например, рыбозаводов. В период летней путины потребность в электроэнергии на таких

предприятиях увеличивается, а по ее завершении снижается. В жилищно-хозяйственном комплексе муниципального образования, наоборот: летом спрос на энергию невелик, тогда как зимой многократно возрастает.

В-третьих, мобильность МППВП сообщает ему важное свойство повышенной ремонтпригодности. При наступлении плановых сроков среднего и капитального ремонтов МППВП снимают с якорей и доставляют на судоремонтное предприятие, где и выполняют в заводских условиях качественный ремонт.

В-четвертых, якорный способ позиционирования позволяет размещать плавучий ветропарк на значительно больших глубинах (до 100 и более метров) по сравнению с его морским стационарным аналогом (не более 20 – 30 м). Это делает возможным устанавливать морские ВЭС у приглубых берегов, а также размещать их мористее, в стороне от прибрежных судоходных трасс или за пределами районов прибрежного рыболовства.

В-пятых, монтаж МППВП посредством обычной постановки на якоря наносит наименьший экологический ущерб придонной фауне и флоре, а также максимально упрощает утилизацию отработавшего свой ресурс ветросооружения. Его снимают с якорей и доставляют способом буксировки на специализированную площадку для утилизации металлоконструкций.

Помимо прямого назначения — получения экологически чистой электроэнергии — МППВП могут быть использованы параллельно и для иных целей: реабилитации акваторий, отравленных промышленно-канализационными сбросами, улучшения их рекреационных и репродуктивных характеристик [4]. Предлагаются и другие, совсем неожиданные направления их применения. В частности, в [5] высказывается идея применения МППВП для укрощения морских тайфунов.

Условия работы ветротурбин (ВТ), установленных на неподвижные (стационарные) и «зыбкие» (плавучие) фундаменты, существенно отличаются [3, 6]. В случае с МППВП приходится решать ряд специфических задач, как устойчивость в период штормовых ветров, волноустойчивость, ледостойкость, вибростойкость, способность противостоять обледенению при отрицательных температурах. Как отмечено в [2, 3, 6], базой для создания жизнеспособных плавучих ветросооруже-

ний являются полупогружные технологии. В этом направлении ведутся разработки японских [7], западноевропейских [2, 8] и российских специалистов [9, 10].

Ниже приведены краткие сведения о многоагрегатном морском плавучем ветропарке (ветроферме) проекта МГУ имени адмирала Г.И. Невельского [10], общий вид которого приведен на рис. 1. МППВП представляет собой выстроенное вдоль береговой черты в одну или несколько параллельных цепей и удерживаемое якорями многозвенное полупогруженное плавучее сооружение, одно звено которого показано на рис. 2, а его подводная часть — на рис. 3. Это звено содержит ферму-понтон 1 (рис. 2 и 3), на которую опираются колонны ветроустановок 2 (рис. 2) и надводная площадка 3 с надстройкой 4, расположенные в средней (миделевой) части звена МППВП.

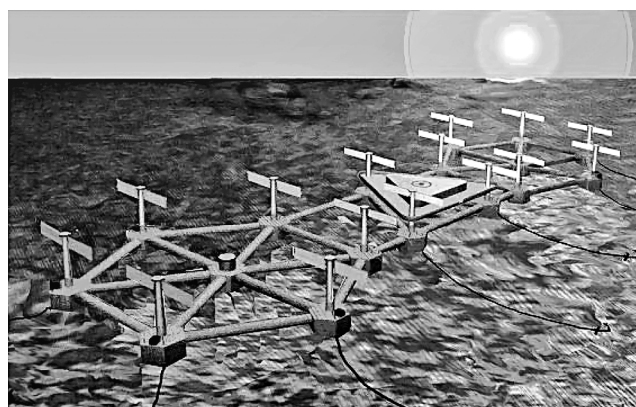


Рис. 1. Многоагрегатный морской плавучий ветропарк

Погружаемый понтон 1 (рис. 2 и 3) фермерной конструкции образован двумя многоугольными, например, шестиугольными, фигурами 5 и 5' и одной треугольной фигурой 6. Диаметры окружностей, описанных вокруг этих фигур, и расстояние между центрами этих окружностей составляют несколько сотен метров. Вершины многоугольных и треугольной фигур понтона выполнены в виде угловых полых водоизмещающих поплавков, соответственно, 7, 7' и 8, соединенных по периметру фигур полыми межпоплавковыми ребрами жесткости, соответственно, 9 и 9' и 10, называемых периметрическими. Расстояния между центрами водоизмещающих поплавков устанавливаются исходя из соображений восстановления структуры ветрового потока перед ветроустановками, находящи-

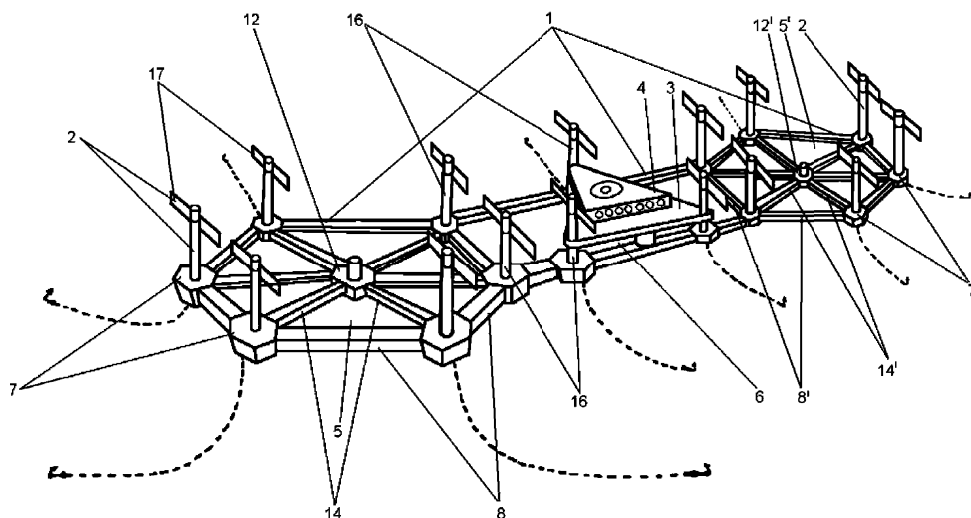


Рис. 2. Звено морского плавучего ветропарка

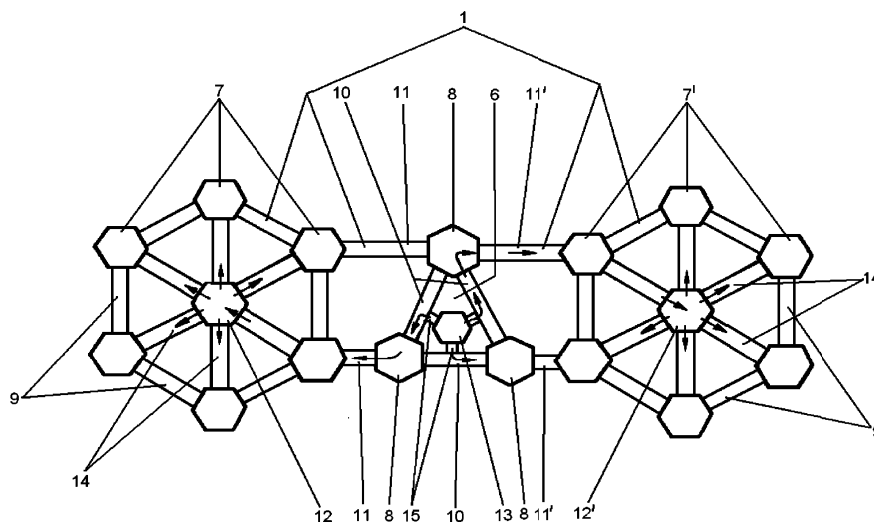


Рис. 3. Звено морского плавучего ветропарка

мися в ветровой тени других ветроустановок. Опытным путем определено, что это расстояние должно составлять примерно два-три диаметра ветротурбины.

Внутренние угловые поплавки многоугольных фигур соединены с аналогичными поплавками треугольной фигуры линейными ребрами жесткости 11 и 11'. Для придания жесткости всей ферменной конструкции в центре каждой многоугольной и треугольной фигур установлены центральные поплавки, соответственно, 12, 12' и 13, которые связаны радиальными ребрами жесткости 14, 14' и 15:

у многоугольных фигур 5 и 5' — с угловыми поплавками 7 и 7' ;

у треугольной фигуры 6 — с ее периметрическими ребрами жесткости 10 (см. рис. 3).

С целью снижения массы и металлоемкости фермы-понтон 1 диаметр всех ребер жест-

кости составляет от одной трети до половины высоты его угловых 7, 7', 8 и центральных 12, 12', 13 водоизмещающих поплавков (см. рис. 3). Линейные и периметрические ребра жесткости многоугольных фигур выполнены водопроницаемыми, а радиальные ребра всех фигур и периметрические ребра жесткости треугольной фигуры — герметичными. Герметичные ребра жесткости служат средствами сообщения (стрелки на рис. 3) между всеми поплавками МППВП, в которых расположены производственные помещения.

Угловые водоизмещающие поплавки 7, 7', 8 служат фундаментными основаниями для опорных башен 16 ветроустановок 2 (см. рис. 2), а центральные поплавки 12, 12' и 13 (см. рис. 2 и 3) — для размещения вспомогательных механизмов и систем МППВП. Центральный поплавок 13 треугольной фигуры 6 является одновре-

менно опорным фундаментом для надводной площадки 3 с ее надстройкой 4.

Конструкция одного из угловых поплавков, например 7, многоугольной фигуры, например 5, в сборе с ветрустановкой, которой он нагружен, показана на рис. 4.

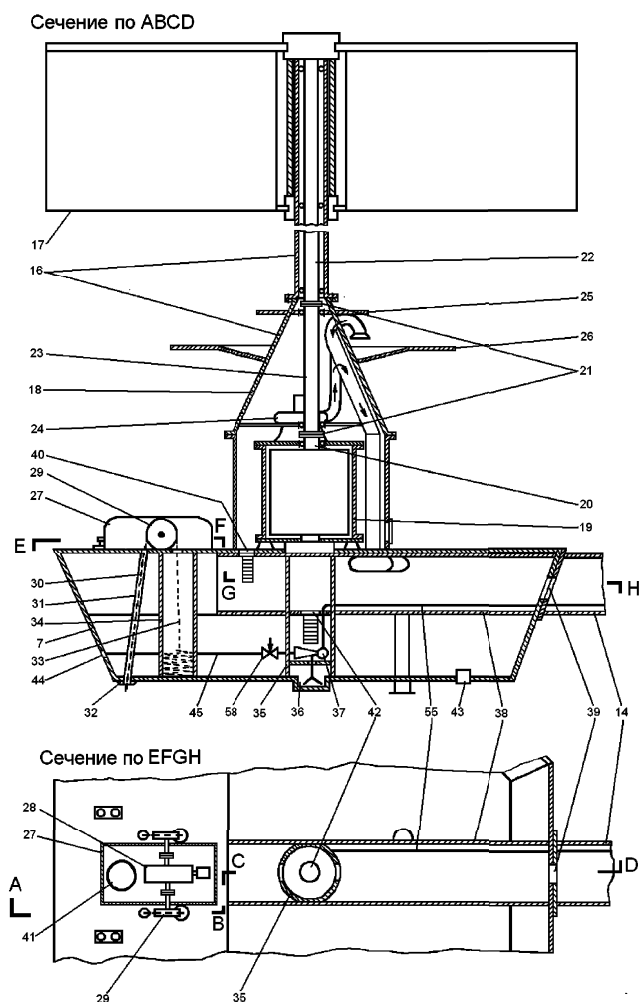


Рис. 4. Конструкция одного из угловых поплавков в сборе с ветрустановкой

Ветрустановка 2 (см. рис. 2) содержит ветротурбину 17 (см. рис. 2 и 4) с вертикальной осью вращения, опирающуюся через невысокую цилиндро-коническую башню 16 на понтон-поплавок 7. Обоснование применению данного типа ветротурбины приведено в [6]. В нижней цилиндрической части 18 опорной башни расположен синхронный тихоходный ветрогенератор 19 вертикального исполнения, возбуждаемый от постоянных магнитов, которые закреплены на полюсах ротора. Вал 20 генератора соединен фланцами 21 с валом 22 ветротурбины 17 посредством промежуточного вала 23 без применения мультипликатора. Воздушное охлаждение тихоходного вет-

рогенератора производится от независимого электровентилятора 24. Поступление свежего воздуха в машинный зал происходит через жалюзи, находящиеся в верхней части конусообразного участка 18 опорной башни. От попадания атмосферных осадков и морской воды жалюзи предохранены соответственно козырьком 25 и волноотбойным листом 26.

Возбуждение синхронного генератора от постоянных магнитов и исключение мультипликатора из его кинематической схемы существенно упрощают ветроэлектрический преобразователь, повышают его к. п. д., снижают эксплуатационные расходы. По этой же причине значительно возрастает надежность ветроустановки, так как по статистике мультипликатор и цепь возбуждения синхронного ветрогенератора традиционной конструкции с автоматическим регулятором напряжения, щеточно-кольцевым аппаратом и возбудителем являются самыми уязвимыми ее звеньями.

Для повышения ледостойкости поплавок-понтон 7 и 12 имеют форму усеченных пирамид, опрокинутых вершиной вниз. Силы раскалывания ледяного покрова, возникающие при такой конструкции понтона в период подвижки льдов, рассмотрены в [6]. Тем же целям служит смещение всех межпоплавковых ребер жесткости — периметрических, радиальных, линейных — в верхнюю часть бортов-граней угловых 7, 7', 8 и центральных 12, 12' и 13 поплавок-понтон. Перед ледоставом МППВП всплывает до зимней ватерлинии, которая соответствует половине высоты указанных поплавков. В таком положении МППВП вмораживает в лед, и все ребра жесткости оказываются выше поверхности ледяного покрова. Общая поверхность вмораживающей в лед части МППВП существенно уменьшается, соответственно снижается и напор ледяных полей на ферму-понтон 1 в период ледохода.

На верхней палубе поплавок-понтон 7, 7' и 8 со стороны их внешних бортов расположена герметичная рубка 27, в которой установлен электроприводной брашпиль 28. Его приводные валы выведены к якорным звездочкам 29, установленным снаружи рубки, через водонепроницаемые уплотнения. Нагруженные ветви 30 якорных цепей выведены под днище поплавок-понтон 7 по наклонным каналам 31 через якорные клюзы 32. Ненагруженные ветви 33 якорь-цепей уложе-

ны в цепные ящики 34, размещенные в водозаполняемой полости поплавок-понтон 7 непосредственно под якорными звездочками.

Во внутренней полости поплавок-понтон 7 по его вертикальной оси расположена цилиндрическая подпорка 35, установленная над сточным колодцем 36 и воспринимающая массу наружных конструкций. В нижней части этой цилиндрической подпорки размещен осушительный эжектор 37, служащий для откачки балластной воды из водозаполняемых полостей поплавок-понтон 7.

Ниже верхней палубы поплавок-понтон 7 по его миделю проходит от борта к борту ход сообщения 38, являющийся внутренним продолжением наружного герметичного радиального ребра жесткости 14 и равный ему по высоте. Ход сообщения 38 служит одновременно элементом внутреннего горизонтального подпалубного набора. Этот ход сообщения связывает угловой поплавок 7 с центральным поплавком 12 данной многоугольной фигуры 5, и через него можно перейти из одного поплавок-понтон в другой. Переход из хода сообщения 38 во внутреннюю полость ребра жесткости 14 производится через лаз 39. Из хода сообщения 38 можно перейти в помещение ветрогенератора 19, брашпильную рубку 27 и отсек эжектора 37 через люки 40, 41 и 42, соответственно.

Все внутреннее пространство каждого углового поплавок-понтон 7 и 7', за исключением внутренних герметичных полостей хода сообщения 38 и вертикальной подпорки 35, является водозаполняемым балластным отсеком. Для приема водяного балласта в днище поплавок-понтон имеет приемный кингстон 43 с дистанционным управлением, а для стравливания из него воздуха в верхней палубе непосредственно под ветрогенератором установлен уравнительный клапан (не показан) с аналогичным способом управления. Удаление водяного балласта производится через отливной кингстон 44, соединенный трубопроводом 45 с нагнетательным патрубком осушительного эжектора 37.

Центральные поплавок-понтон 12, 12' и 13 соответственно многоугольных и треугольных фигур 5, 5' и 6 фермы-понтон 1 разделены каждый в вертикальной плоскости на два яруса (не показаны). Верхний водонепроницаемый ярус отведен под герметичное помещение статических полупроводниковых вып-

рямителей, количество которых соответствует числу ветрогенераторов соответствующей фигуры фермы-понтон 1. Указанные выпрямители входят в состав статического преобразователя частоты тока, в функцию которого входит преобразование первичной («грязной») электроэнергии, получаемой на выходе ветрогенераторов, в «чистую», т. е. со стабильными параметрами, перед подачей ее в энергосистему региона. Помещение выпрямителей, например, центрального поплавок-понтон 12 многоугольной фигуры 5, имеет сообщение через внутренние полости радиальных ребер жесткости 14 (рис. 2 и 3) с ходами сообщений 38 каждого углового поплавок-понтон 7 данной многоугольной фигуры.

Герметичные помещения верхнего яруса центральных поплавок-понтон связаны вертикальными вентиляционными шахтами у поплавок-понтон 12 и 12' многоугольных фигур 5 и 5' с атмосферой, а у аналогичного поплавок-понтон 13 треугольной фигуры 6 — с надстройкой 4. Эти же шахты служат средствами доступа обслуживающего персонала к внутренним отсекам центральных поплавок-понтон.

Нижняя палуба верхнего яруса центрального поплавок-понтон опирается на вертикальную цилиндрическую подпорку, установленную в нижнем водозаполняемом ярусе над его сточным колодцем, ось которого совпадает с вертикальной осью самого центрального поплавок-понтон. Во внутренней полости этой подпорки размещен осушительный центробежный насос балластно-осушительной подсистемы соответствующей многоугольной фигуры фермы-понтон 1. Балластно-осушительная система всего МППВП состоит из трех независимых подсистем для каждой из фигур 5, 5' и 6 фермы-понтон 1 в отдельности. Принципиальная схема балластно-осушительной подсистемы одной из многоугольных фигур, например, 5, показана на рис. 5.

Один осушительный насос 46 этой подсистемы обслуживает осушительные эжекторы всех угловых поплавок-понтон 7 своей многоугольной фигуры. Приемный патрубок осушительного насоса 46 соединен с приемником-хрупком 47 сточного колодца 48 центрального поплавок-понтон 12, а нагнетательный патрубок этого насоса связан через трубопроводы 49 и 50, снабженные дистанционно управляемыми клапанами 51 и

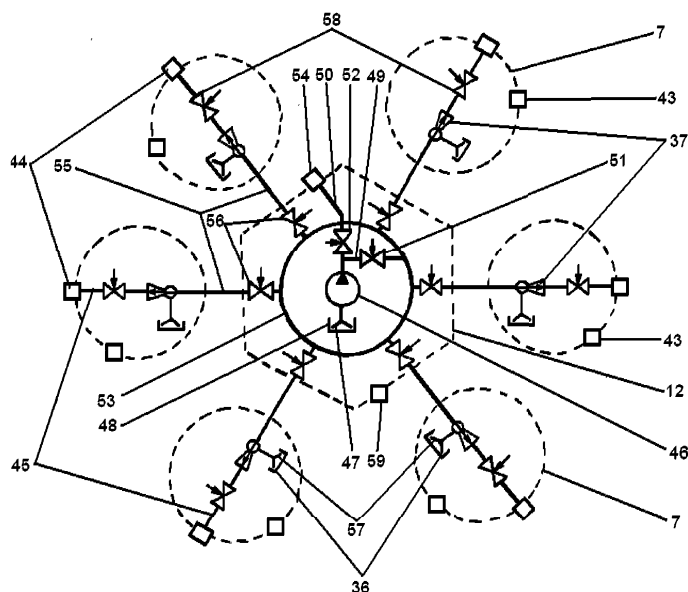


Рис. 5. Схема балластно-осушительной подсистемы одной из многоугольных фигур

52, соответственно с торообразным коллектором 53 и отливным кингстоном 54 центрального поплавок-понтон. От коллектора 53 отведены радиальные лучи-трубопроводы 55, проложенные по радиальным ребрам жесткости 14, которые снабжены дистанционно управляемыми клапанами 56 и подведены к входным патрубкам рабочей воды осушительных эжекторов 37 (рис. 4 и 5) угловых поплавков-понтон 7.

По команде на всплытие МППВП (его необходимость возникает с появлением первых признаков образования ледяного покрова) включается в работу осушительный насос 46, и открываются клапаны 51 коллектора 53 и клапаны 56 радиальных лучей-трубопроводов 55. При подаче рабочей воды на эжекторы 37 водяной балласт из водозаполняемых полостей угловых поплавков-понтон 7 увлекается всасывающими полостями этих эжекторов через приемные хляпки 57 сточных колодцев 36. Балласт откачивают за борт через отливные кингстоны 44, которые соединены трубопроводами 45, снабженные дистанционно управляемыми клапанами 58, с нагнетательными патрубками указанных эжекторов.

После полного осушения угловых поплавков-понтон 7 клапаны 51, 56 и 58 закрываются, и открывается клапан 52 на нагнетательном трубопроводе 50. Через этот трубопровод и отливной кингстон 54 продолжается осушение водозаполняемого отсека центрального поплавок-понтон 12. Процесс всплытия МППВП производится под контро-

лем системы автоматического контроля и управления креном и дифферентом (не показана). Конечной операцией программы всплытия является продувка осушительных трубопроводов сжатым воздухом во избежание их размораживания после установления отрицательных температур.

Надводная площадка 3 с надстройкой 4 (см. рис. 2) опирается на периметрические ребра жесткости 10 (см. рис. 3) треугольной фигуры 6 и цилиндрическую вентиляционную шахту (не показана), возвышающуюся над центральным поплавком-понтон 13. Надводная площадка защищена по периметру лерным ограждением, оборудована причальным сооружением и грузоподъемным устройством (не показаны) для операций с тяжеловесными грузами. Надстройка 4 разделена на обслуживающие помещения: производственные и служебные. В производственных помещениях размещены инверторно-трансформаторное оборудование, главный распределительный щит электроприемников собственных нужд, центральный пост управления (ЦПУ), механическая и электромеханическая мастерские и др. На крыше надстройки предусмотрена площадка для вертолета.

Электроэнергия, произведенная ветрогенераторами на переменном токе переменной частоты при напряжении 0,66 – 10,0 кВ, преобразуется посредством выпрямителей в постоянный ток, суммируется на сборных шинах постоянного тока, затем преобразуется повторно посредством инвертора в переменный

ток стабильной промышленной частоты. После этого напряжение повышается трансформатором до 35 – 110 кВ и передается на подстанцию береговой энергосистемы. До повышающего трансформатора, установленного на МППВП, передача электроэнергии производится морскими кабелями обычной конструкции, проложенными по сухим пешеходным коммуникациям фермы-понтон 1 (стрелки на рис. 3), а после повышающего трансформатора – по морскому подводному кабелю (не показан) специальной конструкции, проложенному по морскому дну в специально проложенной траншее или защитном трубопроводе.

В отличие от этого в морских стационарных ветропарках электроэнергия от отдельных ветроэнергетических модулей передается по дорогостоящему подводному кабелю не только после повышающего трансформатора, но и до него. Вследствие этого суммарные затраты на кабельную продукцию всего ветропарка в варианте с МППВП ожидаются существенно ниже, чем при стационарном его исполнении, а надежность выше. В этом еще одно преимущество МППВП перед его конкурентом – морским стационарным ветропарком.

МППВП используют следующим образом.

После 100% -ной сборки отдельных многоугольных фигур 5, 5' и 6 фермы-понтон 1 (см. рис. 2 и 3) на стапелях судовой верфи их доставляют по частям в надводном положении с помощью буксирного судна на место будущей стоянки, к которой уже проложен подводный кабель. Отбуксированные части фермы-понтон 1 соединяют друг с другом в звено посредством фланцев. Затем МППВП позиционируют с помощью буксиров относительно подводного кабеля, и после его подсоединения к щиту трансформаторной подстанции МППВП, последний закрепляют на якорях.

Если МППВП состоит из нескольких однотипных звеньев описанной выше конструкции (см. рис. 2), то после закрепления на якорях первого звена, к месту якорной стоянки МППВП буксируют по частям второе звено. После сборки последнего его пристыковывают с помощью буксирного судна к торцу первого звена, и оба звена соединяют друг с другом на шарнирах. Гибкое шарнирное сочленение нескольких звеньев МППВП позволяет им совершать некоторые переме-

щения относительно друг друга в период волнения моря (когда МППВП находится в надводном положении), а также в процессе его погружения – всплытия, если балластные отсеки разных звеньев заполняются или осушаются неравномерно. Тем самым исключаются случаи возникновения недопустимых перенапряжений в узлах сопряжения разных звеньев МППВП.

На этом монтажные работы завершаются, и МППВП переводят в автоматическом или ручном режиме в рабочее (полупогруженное) положение. Для этого по команде из ЦПУ открывают одновременно приемные кингстоны 43 во всех угловых 7, 7', 8 поплавках-понтонных и 59 во всех центральных 12, 12', 13 поплавках-понтонных (см. рис. 4 и 5), а также их уравнивательные воздушные клапаны. Заборная вода самотеком заполняет балластные отсеки указанных поплавков-понтонных. За ровным креном и дифферентом МППВП следит система автоматического контроля и управления креном и дифферентом. В случае неравномерного поступления воды в поплавки-понтонные, эта система регулирует степень открытия их приемных кингстонов, выдерживая строго горизонтальное положение МППВП. Этим обеспечивается строго перпендикулярное положение лопастей ветротурбин 17 ветроустановок 2 МППВП (рис. 2) к направлению ветровых потоков, при котором производительность последних при текущих условиях максимальна. После погружения понтонных по летнюю ватерлинию, проходящую ниже волноотбойных листов 26, приемные кингстоны 43, 59 и уравнивательные воздушные клапаны закрывают, и подают команду на ввод ветроустановок 2 в рабочий режим. Козырек 25 предназначен для предотвращения попадания атмосферных осадков во внутренние полости ветрогенераторов через вентиляционные жалюзи, а волноотбойные листы 26 предохраняют эти жалюзи от попадания морской воды в период сильного волнения на море.

При повышении скорости ветра до наименьшего рабочего значения V_{\min} ветротурбины 17 растормаживают, и они начинают вращать синхронные ветрогенераторы 19 с переменной скоростью, пропорциональной текущей скорости ветра. Последние, возбуждаясь от постоянных магнитов, наводят в якорных

обмотках электродвижущую силу (ЭДС) переменной частоты. Расчетное номинальное значение напряжения ветрогенераторов при номинальной скорости ветра принимают в зависимости от их единичной мощности равным одному из стандартных значений в диапазоне от 0,69 до 10,5 кВ.

Электроэнергия, произведенная каждым ветрогенератором, подается с их якорных обмоток на управляемые выпрямители (не показаны), выполненные на полупроводниковых приборах типа IGBT. Выпрямители, выполненные на этих приборах, обладают свойством работать как с отстающим, так и с опережающим углами управления. Вследствие этого возникает возможность регулирования результирующего магнитного потока электрической синхронной машины по цепи якорной обмотки, пропуская через нее емкостный (при опережающем угле управления вентилями управляемого выпрямителя) или индуктивный (при отстающем угле управления вентилями управляемого выпрямителя) составляющие тока. Вызываемые этими составляющими якорного тока намагничивающий и размагничивающий магнитные потоки реакции якоря стабилизируют результирующий магнитный поток электрической машины, а в результате ее ЭДС и напряжение в условиях ее вращения с переменной частотой.

После выпрямления электроэнергия всех ветрогенераторов суммируется на сборных шинах постоянного тока суммирующих щитов каждой многоугольной фигуры 5, 5' и 6 фермы-понтона 1 МППВП (см. рис. 2). Выпрямители и суммирующий щит каждой многоугольной фигуры установлены в помещении верхнего яруса ее центрального поплавка-понтона. Суммарный постоянный ток каждой многоугольной фигуры инвертируется посредством независимого трехфазного мостового инвертора в переменный ток промышленной частоты и подается на одну из трех первичных обмоток четырехобмоточного повышающего трансформатора. Векторы напряжений трех первичных обмоток данного трансформатора сдвинуты относительно друг друга на 20° за счет разных схем соединения их фаз. В процессе суммирования магнитодвижущих сил (МДС), создаваемых токами этих первичных обмоток, во вторичной выходной обмотке наводится ЭДС и протекает

ток улучшенного гармонического состава. Это объясняется тем, что при такой схеме инвертирования достигается восемнадцатипульсовое преобразование тока. Токи высших гармоник во вторичной обмотке трансформатора восемнадцатипульсового преобразователя согласно выражению:

$$v = n \cdot m \pm 1,$$

где v — порядок высшей гармоники тока, n — числа 1, 2, 3, ..., m — число пульсаций на стороне переменного тока за один период первой гармоники, определяемой схемой соединения преобразователя, будут иметь следующий гармонический состав: 17, 19, 35, 37, 55, 57 и т.д. Для сравнения высшая гармоника наименьшего порядка в двенадцатипульсовых преобразователях начинается с 11-й гармоники, а в шестипульсовых преобразователях — с 5-й гармоники.

Повышающий трансформатор служит трем целям. Во-первых, как отмечено выше, с его помощью существенно улучшается гармонический состав выходного напряжения. Во-вторых, за счет более высокого напряжения достигается уменьшение сечения подводного кабеля, что снижает первоначальные затраты на кабель, упрощает его монтаж и прокладку под водой. В-третьих, достигается согласование напряжений электростанций МППВП и береговой энергосистемы. Напряжения на повышающей стороне трансформатора МППВП следует выбирать в зависимости от напряжения в местной береговой энергосистеме, равным одному из стандартных значений: 35 или 110 кВ.

Для снижения дополнительных потерь в подводном кабеле от токов высших гармоник к выходным клеммам повышающего трансформатора подключают фильтр высших гармоник. А чтобы исключить перетоки по этому кабелю транзитного реактивного тока, потребляемого инверторами, к тем же клеммам необходимо подсоединить компенсатор реактивной мощности. Если в качестве последнего применить синхронный компенсатор, то МППВП приобретает способность работать в автономном режиме на потребители, лишенные централизованного электроснабжения.

Параллельно повышающему трансформатору к выходным клеммам инверторов подключен понижающий трансформатор 0,66(10,0)/0,38 кВ трансформаторной под-

станции (ТП) собственных нужд (не показан). Схемы и конструкции обоих трансформаторов аналогичны. Электроэнергетическая система собственных нужд МППВП выполнена по традиционной схеме единой электросистемы, применяемой на судне-электроходе.

Приближенные расчеты показывают, что при номинальной мощности одного ветроэнергетического модуля 1,0 МВт МППВП будет иметь следующие характеристики: диапазон рабочих скоростей ветра — 4 – 40 м/с; номинальная скорость ветра — 15 м/с; предельная скорость ветра — 50 м/с; диаметр рабочего колеса ветротурбины — 25 м; высота лопастей — 25 м; высота опорной колонны ветроустановки от летней ватерлинии вниз до верхней палубы поплавка-понтон и вверх до нижней кромки лопастей при максимальной высоте волны 5 – 7,5 м; высота и длины верхней и нижней граней поплавков-пontoнов — соответственно 3; 6,5 и 3 м; диаметры многоугольных фигур и расстояние между их центрами — соответственно 400 и 600 м; годовая производительность при среднегодовой скорости ветра 8,5 м/с (Приморье) — 60 млн. кВт·ч.

В темное время суток и при плохой видимости МППВП может представлять опасность для морских и воздушных судов. По этой причине ветропарк должен быть оборудован комплектом сигнально-опознавательных средств, требуемых по Правилам Регистра морского судоходства для неподвижных плавучих

объектов [11]. Эти средства, как известно, относятся к электроприемникам особо ответственного назначения. К ним же относят и средства оживления МППВП при вводе его в действие, в частности, комплексную систему автоматического управления, контроля и аварийно-предупредительной сигнализации технического состояния оборудования МППВП. Питание указанных электроприемников резервируется от аварийного источника энергии — агрегата бесперебойного питания.

Из всего сказанного выше можно сделать вывод, что в бурно развивающейся отрасли возобновляемой энергетики — ветроэнергетике — определилось новое направление — морская ветроэнергетика с ее двумя ветвями: стационарной и плавучей. Живучесть и работоспособность морских плавучих ветроустройств обеспечивается при использовании в конструкции их понтонных оснований полупогружных технологий и умеренных по высоте ветротурбин с вертикальной осью вращения. Промышленный морской плавучий ветропарк обладает рядом преимуществ перед стационарным аналогом — уменьшением сроков и расходов на монтаж, мобильностью, гибкостью в выборе места стоянки, ремонтпригодностью и др. Фермерное полупогружаемое основание плавучего ветропарка с точечными поплавками-пontoнами, снабженными ребрами жесткости, позволяет улучшить удельные показатели по массе и стоимости.

Ключевые слова: ветроэнергетика, морская ветроэнергетика, морской плавучий ветропарк, полупогружные технологии

ЛИТЕРАТУРА

1. Multiple Floating Offshore Wind Farm (MUFOW). Mills David // Sol. Progr., 2000. – 21. – № 2.
2. Радченко П. М. Морская ветроэнергетика сегодня и завтра // Промышленная энергетика, 2004. – № 6.
3. Радченко П. М. Плавучая мобильная полупогружная ветроустановка // Судостроение, 2004. – № 1.
4. Радченко П. М., Радченко И. П. Реабилитационные, рекреационные и репродуктивные функции морских ветроэнергетических установок // Матер. межд. науч.-техн. конф. «Морская экология – 2005». Т 1. – Владивосток: Тип. МГУ им. адм. Г. И. Невельского, 2005.
5. Каганов В. Угрожение тропического циклона // Наука и жизнь, 2006. – № 8.
6. Радченко П. М. Плавучие полупогружные технологии в морской ветроэнергетике // Сб. Транспортное дело в России. – Владивосток: Тип. МГУ им. адм. Г. И. Невельского, 2006. – Спец. вып. № 7.
7. Zaaijer M., Henderson A.. Offshore update // Renewable Energy World, July-August. 2003. – V.6. – № 4.
8. Eize de Vries. No longer padding – offshore wind developments 2005 – 2006 // Renewable Energy World, September-October 2005. – V. 8. – № 5.
9. Патент 2173280, Россия, МПК⁶ В63 В 35/44, F03 D 9/00, 7/00. Плавучая ветроэлектрическая установка / П. М. Радченко (Россия) – № 98108903/28-(22); Заявл. 07.05.1998; Опубл. 10.09.2001, Бюл. № 25 // Открытия. Изобретения, 2001 – № 25.

10. Патент 2258633, Россия, МПК⁶ В63 В 35/44, F03 D 9/00, 7/00. Многоагрегатная плавучая полупогружная ветроферма /П. М. Радченко (Россия) – № 2002113470; Заявл. 23.05.2002; Опубл. 20.08.2005; Бюл. № 25 //Открытия. Изобретения, 2001 – № 25.

11. Правила классификации постройки плавучих буровых установок. Правила по конвенционному оборудованию плавучих буровых установок. – Л.: Транспорт, 1983. (Регистр СССР).

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

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

На современном этапе ветроэнергетика, вероятно, является наиболее распространенным направлением среди альтернативных способов производства электроэнергии. Ветроэлектрические установки (ВЭУ) функционируют в большинстве стран, причем в некоторых они используются уже более 100 лет. Основное достоинство ветроэнергетики заключается в доступности и повсеместном присутствии базового ресурса — ветров. Анализируя особенности исторического развития данной отрасли, можно заметить одну интересную особенность. Ветроэнергетика начала развиваться практически одновременно с такими, ставшими впоследствии традиционными отраслями, как гидроэнергетика и тепловая энергетика, и на многие десятилетия раньше, чем атомная энергетика. Однако в дальнейшем практическое использование энергии ветра не выходило за пределы отдельных ВЭУ, которые, как правило, размещались на участках, отдаленных от источников централизованного энергоснабжения. Главной причиной этого являлось непостоянство скорости ветра, а, следовательно, и устойчивой выработки электроэнергии.

Повышение интереса к ветроэнергетике, равно как и к другим видам возобновляемых источников энергии (ВИЭ), в последние 20 – 30 лет связано не с экономической выгодой, а с их экологической безопасностью. Для компенсации затрат на развитие этих альтернативных отраслей энергетики Международные финансовые организации выделяют огромные средства. Например, в Египте в ближайшие годы планируется довести мощность ветроэлектрических станций (ВЭС) до 7,2 – 7,5 ГВт [1]. В финансировании этих проектов участвуют Немецкий

банк развития (German Development Bank), Европейский инвестиционный банк (European Investment Bank), а также правительства Испании и Японии. Ожидается, что в число инвесторов войдут также французские компании. В настоящее время в Египте уже функционируют две крупных ВЭС (ветропарка) и значительное количество ВЭУ различных конструкций. Меры по стимулированию развития ветроэнергетики на самом высоком уровне предпринимаются и в Российской Федерации.

Однако так ли безопасно развитие ветроэнергетики? Чем собственно обоснован подобный взгляд на проблему? Абсолютной экологической безопасности не существует, как не существует и нулевого риска. Этот постулат отражен в одном из базовых принципов международного и российского экологического права — «принципе презумпции потенциальной экологической опасности любой намечаемой хозяйственной и иной деятельности». В соответствии с ним любая планируемая деятельность должна рассматриваться как опасная, пока не определены степень и характер ее негативных последствий. До этого к игнорированию данного постулата следует относиться с большой осторожностью. Уместно вспомнить о том, что на первых этапах развития атомной энергетики она также декларировалась как чистый способ производства электроэнергии.

Если внимательно проанализировать доводы, лежащие в основе утверждений об экологической чистоте различных видов ВИЭ, то основным из них является отсутствие негативных воздействий на окружающую среду, свойственных объектам традиционных отраслей энергетики. При этом факт возможности других, специфических для ВИЭ

воздействий зачастую либо игнорируется, либо их оценка поверхностна и недостаточно объективна. Интерес к ним, также их серьезное изучение, начинается только тогда, когда возникают первые катастрофические явления, как, например, это произошло при строительстве и эксплуатации некоторых объектов приливной энергетики [2]. Вместе с тем, очевидно, что более предпочтительной является превентивная непредвзятая оценка возможных экологических последствий, позволяющая своевременно скорректировать проекты и разработать превентивные меры.

В настоящее время уже существует достаточно большое количество публикаций, затрагивающих проблемы экологической безопасности ветроэнергетики. Однако в значительной мере эта информация носит декларативный характер. Довольно часто при обосновании экологической безопасности она подменяется доводами, обосновывающими безопасность этих объектов для здоровья человека. По этой причине, в рамках настоящей статьи предпринята попытка обобщения и критического анализа материалов, на основании которых можно объективно оценить экологическую безопасность объектов ветроэнергетики. Выделены значимые экологические аспекты¹, которые необходимо учитывать при разработке проектной документации, предназначенной для прохождения государственной экологической экспертизы.

В качестве значимых экологических аспектов объектов гидроэнергетики следует рассматривать:

1. Изъятие земель. Данный экологический аспект возникает при строительстве любого сооружения и, как правило, легко оценивается, исходя из площади затронутой территории. Однако в отношении объектов ветроэнергетики данный вид воздействия на окружающую среду, вероятно, долгое время будет являться дискуссионным. Существует два принципиально отличных мнения. Первое из них — это традиционный взгляд на проблему, принятый при разработке проектной экологической документации: площадь изымаемых земель определяется размерами территории, отводимой под данный объект капитального строительства. В нее входят все участки, передаваемые

новому землепользователю, в том числе и расположенные между возводимыми сооружениями. С этой точки зрения строительство крупных объектов ветроэнергетики, способных покрыть нужды в энергоснабжении будет сопровождаться в несколько раз большим изъятием земель, чем при строительстве, например, АЭС той же мощности [3]. Связано это с тем, что расстояние между ВЭУ должно быть не менее их утренней высоты. В противном случае они создают взаимные помехи в работе, «отнимая ветер» друг у друга.

Другое мнение, весьма распространенное в специальной литературе по ветроэнергетике, исходит из того, что сами ВЭУ занимают только 1% всей территории ветропарка. На 99% оставшейся его площади вполне возможно заниматься сельским хозяйством или другой деятельностью. При этом указывается, что нет никаких данных о том, что ветропарки (или ветроагрегаты) существенно нарушают условия выращивания сельскохозяйственных растений и животных. Подобная практика уже существует в ряде европейских стран (Дания, Нидерланды, Германия). На основании этого делается вывод о минимальном (и даже позитивном) воздействии объектов ветроэнергетики на состояние земельных ресурсов. Например, указывается, что площадь изымаемых земель в данном случае в 2,5 – 3 раза меньше, чем у солнечных электростанций той же мощности. Однако следует отметить, что подобный оптимистичный взгляд на проблему по ряду положений противоречит нормам, принятым при проведении экологической экспертизы. Во-первых, в современных российских условиях (да и условиях других стран) ветропарк, как и любой крупный энергетический объект, является режимной территорией. Вход на нее, а тем более производство на ней сельскохозяйственных работ, должны быть ограничены хотя бы, исходя из требований безопасности людей. Во-вторых, изъятие земель под сельскохозяйственную деятельность само по себе является уничтожением участка природной экосистемы. В-третьих, в соответствии с принципом «презумпции потенциальной экологической опасности», отсутствие данных о негативном влиянии на растения и животных не является обосновывающим доводом.

Таким образом, на современном этапе строительство ветропарков, способных изменить структуру энергетики, следует рассматривать как проекты, требующие отчуждения значительных земельных ресурсов.

2. Воздействие на окружающую среду, обусловленное строительством. Характер и источники воздействия на окружающую среду при строительстве крупных объектов ветроэнергетики принципиально не отличаются от соответствующих показателей других объектов капитального строительства [4]. Проведение этих работ сопровождается загрязнением атмосферы, водных объектов и почвы, размещением отходов, нанесением вреда растительному и животному миру.

3. Изменение ландшафта, видеоэкологических свойств среды. Зрительное восприятие среды обитания является важным фактором экологии человека. Ухудшение видеоэкологических свойств может вызвать повышение заболеваемости, снижение цен на недвижимость, привести к возникновению социальных конфликтов.

Непосредственно к вредным визуальным воздействиям относят создание лопастями ВЭУ стробоскопического эффекта при низком закатном солнце [4]. Этот эффект стараются исключить еще при проектировании и поиске площадки для ВЭУ. В некоторых публикациях высказывается мнение, что жители, находящиеся в зоне «мелькания», могут претендовать на получение денежной компенсации за причиняемые неудобства.

Однако даже при отсутствии вредного визуального воздействия строительство даже единичных ВЭУ принципиально меняет вид всего ландшафта – он становится в той или иной мере техногенным. Появление обширного ветропарка изменяет вид территории до неузнаваемости. Однако мнения об экологических и эколого-социальных последствиях в данном случае также расходятся.

Во многих публикациях, посвященных проблемам развития ветроэнергетики, излишне оптимистично утверждается, что население в целом приветствует появление таких объектов или, по крайней мере, относится к ним индифферентно. Вместе с тем, существуют факты, как подтверждающие, так опровергающие это мнение. Основными причинами различия оценок являются:

принципиально разное восприятие одних и тех же объектов у отдельных социальных групп;

исходный характер территории, где размещаются объекты ветроэнергетики.

Например, в развитых странах значительная часть населения поддерживает строительство ветропарков, рассматривая их не как техногенный объект, а как символ экологически чистой энергии. В ряде источников информация о восприятии объектов ветроэнергетики основывается на некорректной интерпретации данных социологических исследований. Например, используется мнение не населения, а туристов-экскурсантов (пусть даже местных), которым интересно посмотреть на новый объект. В других случаях положительное мнение связано с тем, что часть населения является инвесторами объектов ветроэнергетики или ожидает получить от них какую-то выгоду.

Не менее важен и исходный характер территории. В тех случаях, когда ветропарк размещается в ранее безлюдных местах, одновременно с их заселением он воспринимается достаточно индифферентно. Например, по опросам, проведенных нами в северной части египетской курортной зоны г. Хургада, население оценивает эти объекты положительно. Вместе с тем, опрос на тему «хотите ли вы ВЭУ рядом с вашим домом», проведенный в Подмосковье, дал резко отрицательный результат.

С целью снижения негативности данного аспекта во многих крупных фирмах, производящих ветроэнергетическое оборудование, работают профессиональные дизайнеры. Для решения вопроса об их размещении привлекаются ландшафтные архитекторы.

4. Влияние на климат. В настоящее время этот экологический аспект почти не исследован. Вместе с тем, имеющиеся материалы [5-6], позволяют сделать обоснованное предположение о том, что реализация крупномасштабных проектов может привести к значимому изменению климатических характеристик.

Ветровой режим является одним из основных климатообразующих факторов. Работающие ветрогенераторы изымают часть кинетической энергии воздушных масс, что создает потенциальную возможность снижения скорости их движения. Очевидно, что единич-

ная ВЭУ не может сколько-нибудь заметно повлиять на этот процесс. ВЭС, состоящая из нескольких десятков установок, может вызвать только микроклиматические изменения в пределах участка, предназначенного для ее размещения. Однако строительство крупных ветропарков уже может вызвать изменения климата на обширной территории. В частности, предполагается, что снижение средней скорости ветров способно сделать климат региона более континентальным за счет того, что медленно движущиеся воздушные массы успевают сильнее нагреваться летом и охлаждаться зимой. Кроме того, отбор энергии у ветра может способствовать изменению влажностного режима прилегающей территории. Если подобные климатические изменения будут происходить, то они неизбежно окажут значимое влияние не только на природные экосистемы, но и на сельскохозяйственные объекты, а также условия жизни населения.

5. Ограничение объема выброса парниковых газов. В качестве одной из главных целей развития ветровой энергетики декларируется замена ее объектами традиционных энергетических объектов с производством электроэнергии на основе сжигания ископаемого топлива. С этой точки зрения ветрогенератор мощностью 1 МВт может сократить ежегодные выбросы в атмосферу: 1800 т CO₂, 9 т SO₂, 4 т оксидов азота. По оценкам Global Wind Energy Council, к 2050 году мировая ветроэнергетика позволит сократить ежегодные выбросы CO₂ на 1,5 млрд. т. Это также рассматривается как значимый экологический аспект, в данном случае — позитивный. Объективная оценка экологической безопасности должна учитывать такие воздействия, наряду с негативными. В этой связи следует отметить, что в соответствии с действующей в РФ нормативно-правовой базой оценка влияния намечаемой деятельности на развитие парникового эффекта является обязательным пунктом экологического обоснования проекта. В развивающихся странах проекты, в которых используются технологии, способствующие снижению выброса парниковых газов, поддерживаются Международной финансовой корпорацией [7].

6. Нанесение механических повреждений авифауне. Как правило, при обсуждении данного экологического аспекта, специфичного

именно для объектов ветроэнергетики, рассматривается только вред, наносимый птицам в результате их столкновения с лопастями ветряков. Вместе с тем, движущиеся части ВЭУ способны травмировать самых различных летающих животных, которые в экологии в совокупности обозначаются термином «авифауна». В ее состав входят не только птицы, но и летающие насекомые, а также летающие млекопитающие (летучие мыши). Представители каждой из этих групп организмов являются важными компонентами природных экосистем. Так, многие виды насекомых являются опылителями растений, составляют кормовую базу различных других животных (птиц, земноводных и др.). Снижение их численности может оказать значимое влияние на виды организмов, на которые работа ВЭУ непосредственного влияния не оказывает. Следовательно, оценка экологической безопасности должна включать и определение потенциального вреда, который может быть нанесен этим организмам.

В отношении птиц данная проблема интенсивно обсуждалась в последние десятилетия XX века в период повышения интереса к ветроэнергетике. Использувавшиеся в тот период ВЭУ характеризовались высокой частотой вращения лопастей, и при их размещении вблизи гнездовий птицы гибли довольно часто. Это привело к ужесточению экологических требований, и к середине 90-х годов данная проблема была частично решена на основе снижения скорости вращения лопастей.

Однако и сейчас оценка механического воздействия объектов ветроэнергетики на птиц, как правило, является излишне обобщенной и, в некоторых отношениях, некорректной. Во-первых, эта оценка базируется на имеющихся фактах гибели птиц при работе единичных ВЭУ. Согласно данным, наносимый ими вред существенно меньше, чем от других распространенных форм антропогенного воздействия [8]. Полученные результаты экстраполируются и на более крупные объекты. На этом основании, например, утверждается, что ветропарк мощностью 7,5 МВт сопоставим по опасности для птиц с одним километром магистрального шоссе. В реальности, при попадании птиц в ветропарки и их дезориентации, процент гибели, скорее всего, существенно возрастет. Во-вторых, толерантность отдельных

видов птиц к антропогенным воздействиям существенно различается. Различается также и их способность адаптироваться к подобным воздействиям. Поэтому, в настоящее время, специалисты придерживаются мнения, что корректная оценка должна основываться на проценте гибели отдельных видов. Особое внимание при проведении экологической экспертизы всегда уделяется анализу воздействий на редкие и охраняемые виды птиц.

Аналогичные требования необходимо предъявлять к оценке вреда, который может быть нанесен и другим группам авифауны. При этом их уязвимость может быть значительно выше. Например, в районах ВЭС отмечены факты массовой гибели летучих мышей. Это связано с тем, что возле концов лопастей ветрогенератора образуется область пониженного давления, и летучая мышь, попавшая в нее, получает баротравму. У более 90% летучих мышей, найденных рядом с ветряками, обнаруживают признаки внутреннего кровоизлияния [48].

7. Беспokoящий и отпугивающий эффекты работы ВЭУ, нарушение миграционных путей. Комплекс явлений, сопровождающих работу ВЭУ (движение лопастей, шум, вибрация), представляет для многих животных так называемый «фактор беспокойства». Под его воздействием они покидают свои местообитания. Учитывая размер площадей, отводимых под ветропарки, можно ожидать, что это приведет к снижению биоразнообразия на обширных территориях. Особую опасность представляют собой случаи, когда в их пределах находятся местообитания редких видов животных или важные участки их местообитаний (гнездовья, водопои и др.).

Рассматривая данный экологический аспект, следует обратить внимание на некорректность, обычно допускаемую при оценке беспокоящих воздействий. Как правило, их приемлемый уровень и зона влияния определяются на основании эффекта, оказываемого ими на человека. Подобный подход во многом обусловлен пробелами в нормативно-правовой базе. Как в отечественных, так и в международных стандартах допустимые уровни шума и вибрации установлены только для населения. При необходимости эти же нормы используются и в оценке экологической безопасности. Вместе с тем, чувствительность многих организмов к шуму и вибрациям значительно выше. Приме-

ром может служить их реакция на слабые, неощущаемые человеком сейсмические колебания. Кроме того, диапазон звуковых колебаний, воспринимаемых животными, во многих случаях отличается от человеческого. В этой связи следует вспомнить о том, что работающие ветродвигатели создают не только слышимый нами шум, но и генерируют неслышимые человеческим ухом вредно действующие (в том числе и на человека) инфразвуковые колебания с частотами ниже 16 Гц.

Довольно часто высказывается мнение о том, что животные, контактирующие с объектами ветроэнергетики, постепенно адаптируются к новым условиям. Оценка данного эффекта также должна осуществляться на видовом уровне. В противном случае возможна не только недооценка, но и переоценка силы негативных воздействий. Например, было определено, что некоторые виды птиц (золотистые ржанки и кроншнепы) избегают мест размещения ВЭУ в радиусе 500 – 800 м. Эти выводы применили ко всем птицам, независимо от того перелетные они или местные. Но дальнейшие исследования показали, что в ряде случаев расстояние может быть значительно меньшим [8]. Отмечалось, что иногда птицы высидивают птенцов даже на территории ветропарков. Однако следует подчеркнуть, что это относится лишь к отдельным видам.

На мигрирующие формы объекты ветроэнергетики могут оказывать «отпугивающий эффект», заставляющий их менять маршрут своего привычного движения. Например, по нашим наблюдениям, сделанным на побережье Красного моря к северу от г. Хургады (Египет), стаи птиц в периоды сезонных перелетов следовали по трассе, проходящей рядом с площадками ВЭУ. Непосредственно над ними они пролетать избегали. Расширение площади ветропарков может привести к дезориентации птиц и нарушению миграционного пути. При перелете через участок пустыни для мигрирующих водоплавающих птиц подобное воздействие представляет серьезную опасность.

8. Электромагнитное загрязнение. Под электромагнитным загрязнением мы понимаем форму физического загрязнения окружающей среды, связанную с нарушением ее электромагнитных свойств (ГОСТ 30772-2001, пункт 6.12). Этот экологический аспект в той

или иной мере свойственен всем объектам энергетики. Воздействие искусственных электромагнитных полей на организмы животных и растений изучено еще недостаточно. Не разработана и нормативная база, регламентирующая допустимый уровень электромагнитного загрязнения природной среды. Вместе с тем, потенциальная значимость этого фактора сомнений не вызывает.

Очевидно, что на участках, окружающих крупные объекты ветроэнергетики, напряженность электромагнитного поля будет отличаться от фонового уровня. Исходя из принципа «презумпции потенциальной экологической опасности» этот фактор также должен быть учтен.

9. Дополнительные экологические аспекты, обусловленные мерами по стабилизации выработки электроэнергии. Выработка электроэнергии на объектах ветроэнергетики зависит от силы ветра – фактора, отличающегося большим непостоянством. По этой причине продукция ветроэнергетики рассматривается как нерегулируемый источник энергии. Меры, направленные на компенсацию этого недостатка, осуществляются в двух основных направлениях:

создание гибридных ветроэлектрических установок, состоящих из ВЭУ и какого-либо другого источника энергии (дизельного, бензинового, газотурбинного двигателей, фотоэлектрических, солнечных коллекторов, установок емкостного, водородного аккумулирования сжатого воздуха и т.п.), используемого в качестве резервного или дополнительного источника электроснабжения потребителей;

создание специальных объектов для сглаживания колебаний выработки электроэнергии (например, ГАЭС).

Первый из этих способов применим на небольших объектах ветроэнергетики, второй – на крупномасштабных. В обоих случаях возникает ряд дополнительных экологических аспектов, связанных с использованием иных технологий или строительством новых объектов, которые также должны быть учтены при оценке экологической безопасности.

На основе приведенного выше анализа экологических аспектов можно сделать следующие выводы:

1. Строительство и эксплуатация объектов ветроэнергетики практически во всех случаях сопровождается значимым воздействием на окружающую среду. В соответствии с принятой Международной классификацией их проекты следует отнести к «категории В» – направления деятельности с потенциально ограниченными неблагоприятными социальными или экологическими рисками и/или воздействиями – многочисленными, в основном затрагивающими только территорию непосредственной реализации проекта и по большей части обратимыми, степень которых может быть эффективно снижена с помощью смягчающих мероприятий.

2. Оценка экологической безопасности объектов ветроэнергетики не может строиться на результатах исследования их воздействия на человека. Эти данные должны рассматриваться как отдельная специфическая группа экологических аспектов.

3. При оценке экологической безопасности необходим учет масштаба объектов ветроэнергетики. С этой точки зрения их можно ранжировать следующим образом: одиночные ВЭУ; ВЭС, включающие до нескольких десятков ВЭУ; ветропарки – крупные ВЭС, состоящие из сотен ВЭУ. Экологические аспекты, свойственные каждой из этих категорий, имеют существенные различия. По этой причине результаты, полученные при изучении воздействия отдельных ВЭУ, не могут автоматически экстраполироваться на более крупные объекты.

4. Степень и характер воздействия объектов ветроэнергетики на окружающую среду во многом определяется конкретными условиями в районе их размещения.

5. При проектировании крупных объектов (ветропарков), чтобы получить исходных материалов для оценки экологической безопасности, необходимо проведение полномасштабных инженерно-экологических изысканий в том же объеме, что и для других объектов капитального строительства².

¹ В соответствии с пунктом 3.6. ГОСТ Р ИСО 14001-2007. Под экологическим аспектом (environmental aspect) понимается любой элемент деятельности который может взаимодействовать с окружающей средой. Значимым экологическим аспектом считается тот, который оказывает или может оказать значительное воздействие на окружающую среду (в т.ч. и позитивное).

² Помимо прочего это соответствует требованиям нормативно-правовой базы, действующей на территории РФ.

Ключевые слова: ветроэнергетика; ветропарк; ВИЭ; экологические аспекты; экологическая безопасность; авифауна

ЛИТЕРАТУРА

1. Le Coq C. Wind projects to help Egypt reach 2020 energy target // Daily News Egypt. 2011. January 11 (<http://www.thedailynewsegypt.com>).
2. Марфенин Н.Н., Малютин О.И., Пантюлин А.Н., Перцова Н.М., Усачев И.Н. Влияние приливных электростанций на окружающую среду. – М.: МГУ им. М.В.Ломоносова, 1995.
3. Соболев Я.Г. Ветроэнергетика в условиях рынка (1992 – 1995 гг.) // Энергия: экономика, техника, экология, 1995. – №11.
4. Ермоленко Б.В., Ермоленко Г.В., Рыженкова М.А. «Ветроэнергетика и окружающая среда» // Энергия, 2011. – №8.
5. Keith D.W., De Carolis J.F., Denkenberger D.C., Lenschow D.H., Malyshev S.L., Pacala S., Rasch P.J. The influence of large-scale wind power on global climate // Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 2004. – В. 46.
6. Yang G. A Conceptual Study of Negative Impact of Wind Farms to the Environment // The Technology Interface Journal. 2009. – В. 1.
7. International Finance Corporation's. Policy on Social and Environmental Sustainability. 2010 (<http://www.ifc.org>).
8. Дмитриев Г.С. Что несет с собой развитие ветроэнергетики (экологические аспекты) // Энергия, 2004. – №8.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ГИБРИДНЫХ ВЕТРОДИЗЕЛЬНЫХ И ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЭНЕРГОУСТАНОВОК

Михайлин А.Б., ООО «Президент-Нева» Энергетический центр»

Проект комбинированной (ветровой и дизельной) системы электроснабжения радиотехнического поста (РТП) проводки судов на мысе Сеть-Наволок на Кольском полуострове был выполнен в 2005 – 2007 гг. по заказу ФГУП «Росморпорт» и ЗАО «Транзас» с целью снижения затрат на дизельное топливо. При этом основные проектно-конструкторские работы и изготовление оборудования были завершены в первой половине 2006 г., окончательный монтаж и пусконаладочные работы были завершены в 2007 году. Комплект исполнительной документации был передан Заказчику в ноябре 2007 г. [1].

Предпосылками для успешной реализации этого проекта были организованная в Компании с 2003 года целенаправленная исследовательская работа в области возобновляемой энергетики и наработки в области малой энергетики. В полной мере был использован опыт, полученный, в частности, при организации автономного электроснабжения ряда островных и удаленных объектов на основе энергетических блочно-модульных автоматизированных электростанций

контейнерного исполнения (ЭБМК) для северных условий. Решающую роль в успешной реализации проекта выполнила собственная производственная и проектно-конструкторская база Компании и опыт интеграции отечественного и импортного энергетического оборудования.

В рамках данного проекта Компанией были решены следующие задачи:

разработка критериев выбора ветроэнергетических установок (ВЭУ);

рекогносцировка на объекте и местах установки элементов системы электроснабжения (СЭС);

разработка принципиальных схемных решений гибридной СЭС;

разработка алгоритмов совместной работы и физическая интеграция всех элементов СЭС;

разработка технических заданий на компоненты СЭС, согласование их с заказчиком, проектирование установки СЭС на объекте, разработка конструкторской и эксплуатационной документации, изготовление энергетического оборудования (ЭБМК, АВР, щитового и обеспечивающего оборудования);

выдача строительных заданий на установку контейнеров и прокладку трасс энергоснабжения, управления и мониторинга;

разработка требований и схемотехнических решений щитов системы диспетчеризации (мониторинга) оборудования СЭС объекта;

разработка технологии транспортировки, транспортной оснастки и установки оборудования с использованием вертолета;

поставка энергетического оборудования, доставка его к месту установки, монтаж и пусконаладка;

эксплуатационное сопровождение проекта.

Концепция реализованного проекта СЭС данного объекта была обусловлена двумя определяющими моментами.

Во-первых, благоприятными ветровыми условиями на месте дислокации СЭС, несмотря на выраженную сезонность ветрового потенциала. Так, объект энергоснабжения —

РТП территориально располагается в зоне Кольского полуострова, характеризующейся высокими среднегодовыми скоростями ветра (около 8–9 м/с) и практически идеальным для ветровой энергетики ландшафтом. Время штилей составляет 2–3 месяца в году в летнее время.

Второе обстоятельство связано с изолированным положением объекта: РТП располагается на значительном удалении от населенных пунктов и централизованной системы электроснабжения Кольского полуострова. Поэтому электроснабжение объекта — автономное и осуществляется по островному принципу. Объект не имеет сухопутной транспортной связи с другими населенными пунктами этого региона, в этой связи доставка основного энергоносителя — дизельного топлива — обходится в эксплуатации очень дорого. Понятно, что экономия дизельного топлива за счет замещения его части «бесплатной» энергией ветра в таких условиях чрезвычайно актуальна. Климатические условия объекта суровые. Зима здесь длится практически семь месяцев — с первого сентября по первое июня. Диапазон колебаний температуры в регионе составляет от -40°C зимой до $+30^{\circ}\text{C}$ летом. Воздух постоянно влажный и соленый. Поэтому в группу критериев выбора энергетического оборудования (помимо технико-экономических показателей) были включены требования адаптации оборудования к таким условиям.

Кроме того, требованиями заказчика на установку оборудования из-за сложности доставки тяжелой строительной техники была предписана бескрановая технология монтажа оборудования.

При выборе типа ВЭУ в СЭС были учтены условия необходимого резервирования. Исходя из этого определено минимальное количество ветроэнергетических установок в количестве двух штук. Практика эксплуатации в дальнейшем показала правильность этого решения.

В процессе предварительной проработки состава основного оборудования рассматривался промежуточный вариант технического решения с применением группы простых ВЭУ малой мощности (ветровая ферма в составе 5–7 агрегатов). Однако такой вариант был снят с рассмотрения ввиду ограниченности места для установки ветровой фермы на объекте.

В качестве основного (постоянно включенного) источника электроэнергии была выбрана ветроэнергетическая установка (ВЭУ) на основе шведского агрегата Pitch Wind (поставщик ОАО «НПО» ЛЭМЗ») пиковой мощностью 30 кВт с резервной ветровой турбиной. В дальнейшем было принято решение об одновременной параллельной работе обеих ВЭУ в одном электрическом тракте.

ВЭУ используются в проекте в качестве основного источника. ВЭУ использованы в схеме СЭС в качестве установок зарядного типа с работой через выпрямитель на шину буферной аккумуляторной батареи (АКБ) по заданному алгоритму. Энергетическая емкость АКБ выбрана из условия обеспечения питания нагрузки мощностью 15 кВт в течение одного часа. Доступная эксплуатационная емкость аккумуляторов с целью обеспечения их приемлемого эксплуатационного ресурса назначена в пределах 50 процентов от номинальной емкости. Постоянное напряжение АКБ инвертируется трехфазным инвертором и через фильтр, и развязывающий трансформатор образует шину гарантированного питания, которая является основной энергетической шиной для потребителя, а также шиной собственных нужд для двух резервных дизель-генераторных агрегатов (ДГА). При разряде АКБ до остаточной емкости во время штиля ее подзаряд обеспечивается выпрямительно-зарядным

устройством, подключаемым по сигналу «потребность в заряде от внешнего источника» к шине стационарного (маячного) ДГА типа АД 60. Момент начала заряда АКБ от внешнего ДГА определяется установкой блока контроля и управления ВЭУ (БКУ). Основу БКУ составляет инверторное устройство (ИУ). При отсутствии напряжения маячного ДГА запускается и подключается к заряду АКБ один из резервных ДГА (ЭД 30 №1 или ЭД 30 №2) в зависимости от установки приоритета. Второй ДГА при этом выполняет функцию резерва второй очереди. Для равномерности выработки ресурса и топлива ДГА приоритет запуска может изменяться. При этом используется автоматика включения резерва (два АВР, смонтированные в контейнерах ЭБМК).

При неисправности ВЭУ (отсутствие напряжения на выходных клеммах) шина гарантированного питания запитывается непосредственно от дизельной шины.

Данное техническое решение было продиктовано задачами обеспечения надежности и экономической эффективности СЭС. При этом решение первой задачи обеспечено за счет резервирования ветротурбинной (230 кВт) и дизельной частей (60 кВт + 2х30 кВт) СЭС и соответствующего схемотехнического решения, а второе — за счет использования ветровой энергии в энергетическом балансе СЭС в качестве основной. Решение второй задачи помимо снижения прямых затрат на топливо и масло для ДГА позволило также обеспечить и экономию их моторесурса.

Функции контроля и управления в СЭС реализованы с помощью БКУ, панелей управления ДГА, АВР, а также щитов собственных нужд ЭБМК и автономных систем пожаротушения и сигнализации.

Информационная связь оборудования СЭС с АРТП организована через блоки формирования телесигнализации (БФТС) в соответствии с техническими требованиями заказчика.

При разработке конструктивно-компоновочной части проекта в качестве основных исходных данных использована информация о природно-климатических условиях объекта, а также требования заказчика к системе эксплуатации СЭС.

В процессе проектирования контейнерных ДГА отработывалось несколько проектных вариантов. В частности, значительное внимание

было уделено выработке технического решения по приточной вентиляции ЭБМК. Влажный воздух и возможность резкого понижения температуры из-за природно-климатических условий объекта создают реальные предпосылки обмерзания и отказа в работе автоматических впускных клапанов (АВК) системы вентиляции ДГА. Для исключения подобной ситуации в проекте установки АД30 на объекте и конструкции энергетических контейнеров реализованы технические решения по следующим двум направлениям.

Первое направление связано с двумя конструктивными особенностями энергетических контейнеров. Первая особенность обусловлена тем, что впускной АВК системы вентиляции ЭБМК (исполнение КВУ-С с электрическим подогревом) сознательно «вдвинут» в теплую зону (внутри) контейнера посредством камеры — воздухозаборника, предохраняющей жалюзи и механизм АВК от обмерзания. Второй особенностью является конструкция противопожарной перегородки, отделяющей топливный отсек от машинного отделения контейнера. Эта перегородка выполнена в ЭБМК данного проекта без стандартной тепловой изоляции и, таким образом, помимо противопожарной функции выполняет еще и задачу греющей поверхности для топливного отсека. Такое решение позволило выполнить необходимые противопожарные требования и одновременно обеспечить «мягкий» подогрев запаса топлива внутри ЭБМК для минимизации риска парафинирования топлива и замерзания подводящих топливных магистралей при сильных морозах. С этой же целью в топливную систему при проектировании и изготовлении модулей был включен фильтр-сепаратор с подогревом, а контейнеры-модули снабжены усиленной теплоизоляцией контейнеров (100 мм сэндвич-панель для уменьшения общих тепловых потерь).

Второе направление связано с планировочными решениями и способом установки модулей ЭБМК на объекте. Модули установлены на подготовленном ростверке «валетом». Это решение позволило при любом направлении ветра исключить неблагоприятное расположение (против ветра) торцевого клапана ЭБМК (выходного АВК), по крайней мере, для одного из модулей. Такое внимание на ветровых условиях вызвано тем, что при буревом

ветре ВЭУ автоматически выключаются из работы системой собственной защиты, поэтому требования к надежности запуска и работы ДГА в такой ситуации очень жесткие. При проектировании учтено, что при сильном ветре, направленном непосредственно в сторону выходных АВК, может нарушиться нормальная работа системы вентиляции модуля (эффект «опрокидывания» системы вентиляции). Для исключения попадания снега внутрь ЭБМК забор воздуха на нужды ДГА (на охлаждение и горение) осуществляется в данном проекте через специальную снегоотделительную камеру.

Доставка элементов СЭС на объект осуществлялась с помощью вертолета, а наиболее габаритных элементов — на внешней подвеске. В связи с весовыми ограничениями на транспортируемый груз часть оборудования ЭБМК, в том числе топливные баки и ДГА Р40Р1, предварительно демонтировались и перевозились отдельно. Ветровые турбины с мачтами также транспортировались на внешней подвеске.

Эксплуатационное сопровождение СЭС объекта реализуется в штатном режиме с помощью системы дистанционного мониторинга, транслирующей информацию в систему АСУ верхнего уровня, в данном случае — в Систему мониторинга и управления Кольского залива системы управления движением судов (СУДС).

В настоящее время объект успешно функционирует. Гибридная СЭС, несмотря на сезонность ветрового потенциала и имевшие место неисправности, обеспечивает экономию до 60 – 75 процентов дизельного топлива.

Успешность данного проекта обусловлена соответствием принятых и реализованных в нем технических решений объективным условиям районирования СЭС.

Благодаря практическому опыту и имеющемуся научно-техническому заделу, в конце 2006 года Компания выиграла конкурс на выполнение научно-исследовательской работы в области возобновляемой энергетики по заказу ФГУП «Росморпорт».

Эта научно-исследовательская работа (НИР) была успешно завершена и сдана заказчику в 2007 г. [2].

Объектом исследования данной НИР была система энергоснабжения региональной системы управления движением судов. Элементы СЭС расположены на островах Сескар,

Соммерс и Гогланд в восточной части Финского залива.

Необходимость выполнения работы была обусловлена также как и в случае с СЭС на м. Сеть-Наволоок высоким уровнем цен на дизельное топливо, а также сложными и дорогими схемами его доставки на необорудованные причалами острова.

Целью данной НИР был выбор оптимальных технических решений для применения в составе систем электроснабжения АРТП СУДС нетрадиционных способов получения электроэнергии для снижения затрат на эксплуатацию автономных СЭС объектов. Работа выполнялась в два этапа.

Главным содержанием первого этапа был обзор и анализ по укрупненным стоимостным показателям доступных технологий возобновляемой энергетики с целью выбора наиболее перспективной применительно к местным условиям. В частности, были проанализированы возможности приливной технологии, использования солнечных фотоэлектрических преобразователей (солнечных батарей (СБ)) и использование автономных ВЭУ. Анализ структуры потребляемой энергии показал, что значительная ее часть потребляется в виде тепловой энергии, которая используется в зимнее время для обогрева оборудования и помещений АРТП. В летнее время, наоборот, используются кондиционеры для охлаждения. В этой связи инициативным порядком были оценены возможности технологии геотермики (тепловых насосов) и систем утилизации попутного тепла ДГА, как эффективные направления экономии дорогой электроэнергии. В расчетной части сделана оценка солнечной радиации для данной местности, проанализирована эффективность использования геотермальной энергии.

На основании полученных данных были сделаны выводы:

1. Энергия солнца по сравнению с другими видами энергий, используемых в нетрадиционных способах получения электроэнергии, является в условиях островов (60° с.ш.) самой затратной по основному оборудованию. Островное размещение СЭС имеет положительное значение для использования энергии ветра.

В отличие от сезонного и суточного распределения солнечной радиации распределение скорости ветра более стабильно.

2. Наименьшие затраты требуются на реализацию геотермального способа охлаждения и обогрева. Однако он позволяет экономить электроэнергию, но не вырабатывать её.

3. Предпочтительным нетрадиционным способом получения электроэнергии в условиях островов при полностью автономном энергоснабжении следует считать ветроэнергетику. Данная технология должна быть применена в гибридной схеме вместе с ДГА.

В связи с конкретизацией направления работы более подробно были исследованы ветровые ресурсы островов. При этом были получены следующие данные.

Среднегодовая скорость ветра на высоте 10 метров на метеорологической станции Гогланд составляет 7 м/с, на острове Сескар — 6,3 м/с, на острове Соммерс — 6,5 м/с.

Данные показатели ниже, чем в условиях м. Сеть-Наволоок, но вместе с тем вполне приемлемы для эффективного использования ВЭУ.

На втором этапе исследований проводилась более детальная проработка выбранной ветровой технологии применительно к островам и разработка технического задания на рабочее проектирование реконструкции СЭС о. Сескар.

Параметры гибридной СЭС определялись выбором типа, количества и характеристиками ВЭУ, для этого был выполнен анализ характеристик отечественных и зарубежных ветровых генераторов.

Для выбора наиболее приемлемых вариантов гибридной СЭС в ходе работы были сформулированы следующие технические требования:

ВЭУ должна работать в составе автоматизированного ветродизельного комплекса. Согласован с заказчиком ветродизельный комплекс, в котором ВЭУ работает на заряд аккумуляторной батареи;

мощность единичных агрегатов ВЭУ должна быть от 5 до 30 кВт;

в составе гибридной системы должны быть минимум две ВЭУ;

ВЭУ должна производиться серийно;

ВЭУ должна иметь вариант автономного использования, т.е. иметь независимую от нагрузки (сети) систему регулирования мощности для исключения работы «в разнос» при отключении нагрузки;

должна быть предусмотрена надежная система останова ВЭУ;

конструкция ВЭУ должна допускать возможность монтажа и демонтажа без примене-

ния крана;

эксплуатация должна быть простой и (для обеспечения безопасности персонала) не требовать верхолазной подготовки.

На основании этих критериев, действующих предложений рынка ветровых установок и опыта Компании, полученного в ходе реализации проекта СЭС «Сеть-Наволоок», были выбраны предпочтительные типы ВЭУ для дальнейшего исследования и заключения договоров на поставку оборудования.

Для отобранных типов ВЭУ были проведены энергетические расчеты.

На основе расчетов и материалов, полученных в ходе изучения местных условий, были разработаны варианты предполагаемого размещения ВЭУ с учетом их единичной мощности.

В качестве одного из основных вопросов в НИР были изучены и решены вопросы электромагнитной совместимости ВЭС и радиотехнического оборудования АРТП. В процессе выполнения НИР предложена гибридная система, состоящая из двух функционально связанных подсистем: ветровой и дизель-генераторной установок (ВДЭУ). Признана необходимость включения в состав дизельной части островной ВДЭУ трех однотипных автоматизированных ДГА, которые образуют кольцевую систему взаимного резервирования. Для расчета эффективности и окупаемости системы были оценены расходы, связанные с проектированием и строительством реконструируемых объектов. На этой основе с учетом проведенных энергетических расходов получена прогнозная оценка себестоимости генерируемой с помощью ВЭУ электроэнергии в диапазоне от 9 (о. Гогланд) до 14 (о. Сескар) рублей за киловатт-час электроэнергии (в ценах 2006 – 2007 гг.).

В заключение к НИР был предоставлен проект технического задания на рабочее проектирование гибридной системы энергообеспечения объекта региональной СУДС на о. Сескар.

При этом указано, что исходя из отработанности конструкции, простоты и надежности в эксплуатации, предпочтительны ВЭУ с максимально простой механической частью: без виндрозного механизма и без механизма Pitch контроля (изменения угла атаки лопастей). Для обеспечения структурной надежности ВЭС (и гибридной системы

в целом) признана необходимость включения в схему минимум двух постоянно работающих ВЭУ с независимыми каналами преобразования энергии. Необходимая емкость АКБ в гибридной системе определена на уровне не менее 150 – 200 кВт·ч. Акцентируется внимание на выборе АКБ с большим цикловым ресурсом.

Технологии, положенные в основу проекта Сеть-Наволоки и НИР по островным объектам, базировались, в первую очередь, на учете хороших ветровых условий и практически постоянном уровне сезонного и суточного электропотребления технологических нагрузок объектов. В этой связи концепция использования ветровой энергии в таких гибридных системах представляется вполне обоснованной и на сегодняшний день.

Перспективными при разработке подобных систем небольшой мощности для островных и других труднодоступных объектов могут быть три направления.

1. Разработка модульных ВЭУ установленной мощностью 5 – 10 кВт высокой заводской готовности с целью облегчения их транспортировки, монтажа и эксплуатации на месте установки. Решения по модульным ВЭУ должны обеспечивать возможность объединения единичных модулей в систему для наращивания ее мощности в соответствии с потребностями заказчика (до 50 – 100 кВт или более).

2. Разработка схемотехнических решений гибридных систем, позволяющих уменьшить цикловые потери в АКБ и энергетическом преобразовательном тракте.

3. Разработка решений по когенерационным системам с использованием ВЭУ зарядного типа с балластными резисторами, позволяющими существенно повысить окупаемость гибридных СЭС [3].

Для континентального применения с малыми скоростями ветра более предпочтительным, а в ряде случаев и единственно возможным источником альтернативного электропитания, является солнечная энергия. Такое положение подтверждается анализом тенденций и прогнозом развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [4]. При этом отмечается, что лидирующее место по темпам роста в группе ВЭУ имеет именно солнечная энергетика [4].

Вместе с тем, известными факторами, сдерживающими широкое практическое вне-

дрение фотоэлектрических установок (СБ), являются высокая стоимость солнечных панелей, преобразовательного и обеспечивающего оборудования. Из сопоставления экспертной информации о совершенствовании технологий производства солнечных батарей и тенденции изменения стоимости электроэнергии на среднестатистическом потребительском рынке следует:

сближение стоимости электроэнергии, получаемой от СБ с тарифами базовой сетевой электроэнергии для массовых потребителей возможно не ранее 2040 г.;

предпочтительным направлением использования СБ является замещение с их помощью пиковой электроэнергии. Так, для Южных стран Европы при стоимости пиковой электроэнергии около 22 EURO-центов за кВт·ч такое замещение экономически целесообразно уже в настоящее время;

для Северных стран Европы сближение стоимостей электроэнергии от СБ и тарифов пиковой электроэнергии возможно не ранее 2020 г.

В условиях России с относительно более низкой стоимостью сетевой энергии и весьма умеренными солнечными условиями в настоящее время экономически целесообразной нишей использования СБ могут быть системы электроснабжения для потребителей следующих двух специфических групп.

Первая группа — потребители, электроснабжение которых сетевой электроэнергией в текущий момент невозможно. В России существуют огромные территории, где сетевого электроснабжения нет. Наиболее распространенными источниками электроснабжения в таких случаях являются ДГА. Однако, в силу отдаленности таких территорий, стоимость топлива (с учетом доставки) может в несколько раз превышать среднюю по стране. Это обуславливает и высокую себестоимость вырабатываемой электроэнергии (20 – 25 руб./кВт·ч и более). Более того, существуют ситуации, когда использование ДГА или других автономных генераторов на углеводородном топливе по тем или иным причинам в принципе невозможно. Понятно, что в таком случае сравнительные экономические оценки «дизельной» и «солнечной» электроэнергии лишены практического смысла. Бесплезно также сопоставлять себестоимость «сетевой» и «солнечной» электроэнергии даже в том случае, когда

потребитель имеет сетевое подключение, но этот лимит полностью исчерпан и нет перспективы его увеличения в обозримом будущем. Показателен пример, когда жаркое лето прошлого года и закономерное стремление людей к комфорту показали реальную возможность таких ситуаций, а вместе с тем и наличие еще одного возможного направления применения СБ — для сезонного электроснабжения систем кондиционирования. Технически благоприятным в этом отношении является то, что сезонная потребность в дополнительной мощности электроснабжения для задач кондиционирования (охлаждения) полностью совпадает с сезонным максимумом прихода солнечной энергии. Кроме того, суточная потребность в дополнительной мощности электроснабжения для данной задачи преимущественно (более, чем на 70 процентов) совпадает с суточным графиком прихода солнечной энергии.

Другую группу возможных потребителей солнечной энергии составляют системы, имеющие, по крайней мере, один сетевой ввод и предназначенные для гарантированного (бесперебойного) электроснабжения особых групп потребителей. Системы гарантированного электроснабжения (СГЭ) широко востребованы для надежного электроснабжения аппаратуры связи, центров обработки данных, железнодорожной автоматики и других приложений. В функционально-энергетической структуре СГЭ используются два или три независимых источника электроснабжения, включая ДГА с обеспечивающими системами и соответствующей автоматикой.

Сложная архитектура СГЭ технологически обусловлена высокими требованиями к надежности электроснабжения обеспечиваемых потребителей. Следствием этого является высокая себестоимость «бесперебойно гарантированного киловатт-часа» электроэнергии. Очевидно, что расчетная стоимость такой энергии существенно превышает сетевые тарифы (как базовые, так и пиковые), что и обуславливает в конечном итоге экономическую целесообразность интеграции СБ именно в такие СГЭ.

Дополнительным условием предпочтительности таких СГЭ, как объектов внедрения ВИЭ, является возможность комплексирования в них функций ряда дорогостоящих элементов. Здесь, в первую очередь, имеют

ся в виду те элементы, которые традиционно используются в СГЭ для обеспечения бесперебойности электроснабжения в течение времени, необходимого для запуска и подключения к нагрузке ДГА. В традиционных системах эти функциональные блоки конструктивно объединяются, как правило, в моноблочных источниках бесперебойного питания (ИБП). В системах с ВИЭ подобные функции выполняют специализированные зарядно-инверторные системы (ИУ) вместе с буферными АКБ. Современные ИУ выполняют все функции традиционных ИБП, имеют высокий к. п. д. и приспособлены для работы с любыми типами АКБ.

Эта особенность имеет три позитивных момента.

1. Позволяет использовать при проектировании гибридных систем проверенные конструктивно-технологические наработки и, тем самым, избежать проектирования «с чистого листа».

2. При оценке экономической эффективности гибридных систем учитывать, что стоимость качественных on-line ИБП с набором необходимых в СГЭ опций имеет тот же порядок, что и стоимость ИУ.

3. Программируемые ИУ позволяют использовать преимущества двухставочного тарифа.

В качестве примера здесь может быть приведен энергетический блок модуль контейнерного исполнения, используемый для построения СГЭ, в частности, для объектов РЖД. Отработанными элементами ЭБМК помимо основного энергетического оборудования (АВР, ДГА, ИБП) являются обеспечивающие системы: кондиционирования, освещения, сигнализации, пожаротушения, дистанционного мониторинга, топлива и маслоснабжения. Опциональное дополнение модуля источником солнечной энергии (модификация ЭБМК-СБ) предполагает сохранение основной компоновки с двумя отсеками (дизельным и аппаратным). Подходящей основой для монтажно-поддерживающих конструкций СБ при этом является сама механическая конструкция ЭБМК в модификации ЭБМК-СБ. Инверторное устройство в энергетической схеме модуля выполняет комбинированную функцию и является двунаправленным преобразовательным устройством,

выполняющим как функцию преобразования постоянного тока АКБ и СБ в переменный ток при питании нагрузки потребителя от шины постоянного тока, так и обратную функцию — зарядного устройства. При реализации последней происходит преобразование сетевого или «дизельного» переменного напряжения в регулируемый зарядный ток АКБ. Синхронизация ИУ при работе совместно с сетью или ДГА осуществляется от внешнего источника. В автономном режиме (при отсутствии сети и неисправности ДГА) инвертор работает в режиме внутренней синхронизации. При совместном энергоснабже-

нии нагрузки потребителя от сетевого и «солнечного» источников электроэнергии целесообразным является использование (покупка) внешней сетевой электроэнергии в СГЭ по двухставочному тарифу. В таком случае солнечная электроэнергия используется для замещения в ЭБМК-СБ сетевой электроэнергии, покупаемой по более дорогому (дневному) тарифу, а заряд АКБ (в штатном режиме) осуществляется ночью, т.е. во время действия более дешевого тарифа. Такой алгоритм фактически является элементом Smart технологии в области возобновляемой энергетики.

Ключевые слова: гибридные энергоустановки, ветродизельные электроустановки, фотоэлектрические энергоустановки, автономное электроснабжение, замещение сетевой электроэнергии

ЛИТЕРАТУРА

1. Михайлин А.Б. Гибридная система электроснабжения на мысе Сеть-Наволок // Академия Энергетики, 2010. — №5.
2. Михайлин А.Б. НИР Предпроектные проработки по созданию гибридной схемы электрообеспечения автоматических радиотехнических постов (АРТП) Региональной системы управления движением судов (РС УДС) // Академия Энергетики, 2010. — №6.
3. Попель О.С., Анисимов А.М. Когенерационные автономные ветроустановки с теплоаккумуляторами // Академия Энергетики, 2009 — №1.
4. Елистратов В.В. Опыт внедрения ВИЭ в мире и России // Академия Энергетики, 2009. — №2.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТЕПЛООВОГО МОДУЛЯ, ФУНКЦИОНИРУЮЩЕГО В СОСТАВЕ КОМБИНИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ТЕПЛООВОГО НАСОСА

Харченко В.В., д. т. н., Тихонов П.В., ГНУ ВИЭСХ

Развитие фотоэлектрических преобразователей и солнечных коллекторов привело к созданию гибридных установок, фотоэлектрических тепловых (ФЭТ) модулей. ФЭТ модуль — это когенерационная установка, преобразующая солнечную энергию в электричество с помощью фотоэлектрических преобразователей и в тепло с помощью теплового поглощающего элемента (абсорбера).

Развитие ФЭТ модули получили в основном за рубежом, где были созданы различные типы систем на их основе [1], некоторые из которых получили коммерческую реализацию [2]. Одним из направлений развития таких модулей стало использование их в составе комбинированной системы на основе теплового насоса (ТН). Произведенная ФЭТ модулем энергия в

комбинированной системе направляется к ТН: электричество подается на привод компрессора, а тепло используется в качестве источника низкопотенциальной энергии.

Для эффективной работы ФЭТ модуля в составе комбинированной системы требуется оценить потенциал производительности модуля в соответствии с режимами работы всей системы. Решение этого вопроса было осуществлено с помощью математической модели ФЭТ модуля, реализованной в программе MATLAB. Чтобы упростить расчетную часть, были приняты следующие основные допущения:

режим работы — квазистационарный;
поглощение солнечной энергии покрытием не влияет на потери модуля;

тепловой поток через покрытия является равномерным;

перепадом температур по толщине покрытия можно пренебречь;

свойства материалов не зависят от температуры.

ФЭТ модуль, согласно которому создана математическая модель, представлен на рис. 1. Основным элементом модуля является резервуар с жидкостью, который имеет форму прямоугольного параллелепипеда. На его рабочей поверхности (границе) расположены солнечные элементы (СЭ). Резервуар покрыт теплоизоляционным материалом, а со стороны СЭ располагается прозрачная изоляция (остекление). Жесткость модулю придает его несущая конструкция и изоляционный материал № 2.

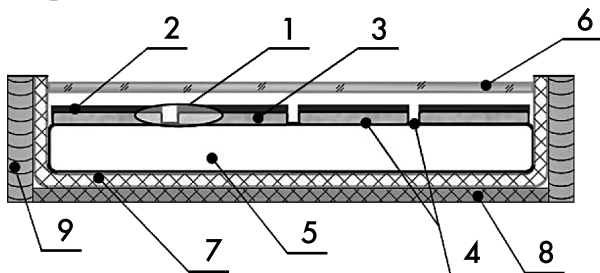


Рис. 1. Структурная схема солнечного когенерационного модуля: 1 — часть фотоприемника солнечного излучения; 2 — солнечный элемент (фотоэлектрический преобразователь); 3 — теплопроводящий электроизоляционный фиксирующий материал; 4 — тепловой поглощающий элемент (абсорбер); 5 — резервуар с теплоносителем; 6 — прозрачная изоляция (остекление); 7 — изоляционный материал №1 (гибкий); 8 — изоляционный материал №2 (жесткий); 9 — несущая конструкция модуля

Необходимо представлять, в каких соотношениях распределяется энергетический баланс установки. В рассматриваемом модуле поток солнечного излучения $Q_{\text{пад.изл}}$, падающий на его рабочую поверхность, с учетом оптических $Q_{\text{опт.пот}}$ и тепловых потерь $Q_{\text{тепл.пот}}$, преобразуется частично в электрическую энергию $Q_{\text{эл}}$ и частично расходуется на нагревание жидкости $Q_{\text{пол.тепл}}$ (рис. 2). С учетом выше указанных потерь и преобразований баланс распределения энергии будет иметь вид:

$$Q_{\text{пад.изл}} = Q_{\text{эл}} + Q_{\text{пол.тепл.}} + Q_{\text{опт.пот}} + Q_{\text{тепл.пот.}} \quad (1)$$

Согласно выражению (1), доля энергии, направленная на нагревание жидкости, может быть определена:

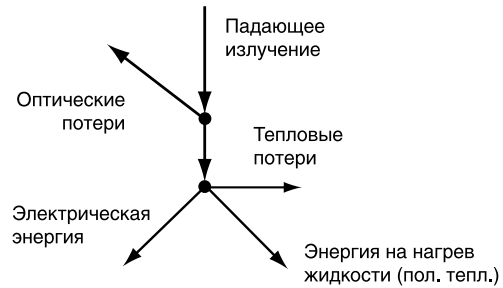


Рис. 2. Поток энергии в солнечном когенерационном модуле

$$Q_{\text{пол.тепл.}} = Q_{\text{пад.изл.}} - Q_{\text{опт.пот.}} - Q_{\text{эл.}} - Q_{\text{тепл.пот.}} \quad (2)$$

Поток солнечного излучения, падающий перпендикулярно на модуль, будет равен:

$$Q_{\text{пад.изл.}} = F_{\text{раб.пов.}} \cdot q_{\text{СИ}}, \quad (3)$$

где $F_{\text{раб.пов.}}$ — площадь рабочей поверхности модуля, $q_{\text{СИ}}$ — плотность потока солнечного излучения, в расчетах соответствует значению стандартного солнечного излучения АМ1,5, интенсивностью 1000 Вт/м^2 [3].

При определении оптических потерь модуля следует иметь в виду, что фотоприемник солнечного излучения представляет собой тепловой абсорбер, на рабочей поверхности которого расположены СЭ (см. рис. 1). Так как в рассматриваемой модели СЭ имеют форму псевдоквадрата, то они не покрывают всю область абсорбера. Таким образом, оптические потери модуля определяются по формуле:

$$Q_{\text{опт.пот.}} = Q_{\text{опт.пот.фэ}} + Q_{\text{опт.пот.аб}}, \quad (4)$$

где $Q_{\text{опт.пот.аб}}$ — оптические потери области фотоприемника, не покрытого СЭ; $Q_{\text{опт.пот.фэ}}$ — оптические потери фотоэлектрической части фотоприемника.

Оптические потери $Q_{\text{опт.пот.фэ}}$ могут быть рассчитаны по выражению:

$$Q_{\text{опт.пот.фэ}} = F_{\text{пр.фэ}} \cdot (1 - \tau \cdot (1 - k_{\text{зат}}) \cdot (1 - k_{\text{отр}})) \cdot q_{\text{СИ}}, \quad (5)$$

где $F_{\text{пр.фэ}}$ — площадь поверхности СЭ модуля; $k_{\text{отр}}$ — коэффициент отражения рабочей поверхности СЭ, принят $0,08$ [4]; $k_{\text{зат}}$ — коэффициент затенения рабочей поверхности СЭ контактной сеткой, принят $0,09$; τ — коэффициент пропускания остекленной поверхности, принят $0,9$ [5].

Оптические потери $Q_{\text{опт.пот.аб}}$ определяются:

$$Q_{\text{опт.пот.аб}} = F_{\text{пр.аб}} \cdot (1 - \tau \cdot \alpha) \cdot q_{\text{СИ}}, \quad (6)$$

где $F_{\text{пр.аб}}$ — не покрытая СЭ площадь фотоприемника; α — коэффициент поглощения СИ абсорбера, равный $0,9$.

Сгенерированная фотоэлектрической частью (СЭ) модуля (см. рис.1) электроэнергия будет зависеть в основном от типа используемых солнечных элементов и от рабочей температуры:

$$Q_{эл} = \eta_{ФЭО} \cdot F_{пр.фэ} \cdot q_{СИ} \cdot \tau \cdot k_T, \quad (7)$$

где $\eta_{ФЭО}$ — к. п. д. фотоэлектрической части модуля при температуре 25 °С; τ — коэффициент пропускания остекленной поверхности; k_T — коэффициент влияния рабочей температуры СЭ модуля на его к. п. д., о.е.

Коэффициент k_T может определиться согласно выражению:

$$k_T = 1 - \gamma \cdot (T_p - T_0), \quad (8)$$

где T_p — рабочая температура СЭ; T_0 — температура, равная 25 °С, что соответствует стандартным условиям измерений характеристик СЭ [3]; γ — коэффициент изменения к. п. д. фотоэлектрической части модуля от температуры, в соответствии с [6] принят 0,005 °С⁻¹.

Тепловые потери $Q_{тепл.пот}$ модуля рассчитываются согласно методике, базирующейся на результатах работ Хоттеля и Уиллера, Блисса и Уиллера [5], описывающей распространение теплового потока вдоль градиента температуры в солнечных коллекторах. Тепловые потери определяются с учетом различных температур окружающей среды $T_{окр}$ и при скорости ветра 5 м/с.

Основные отличия в расчетах рассматриваемой модели от отмеченной выше методики заключаются в нахождении числа Нуссельта, используя зависимость от числа Рэлея (Ra). Число Рэлея определяется с помощью эмпирического выражения Холландса, полученного в работе [7]. В математической модели ФЭТ установки некоторые необходимые для расчета табличные параметры были подвержены линейной интерполяции.

Определяемый по формуле (2) тепловой поток энергии, идущий на нагрев жидкости, можно будет вычислить, используя другое выражение, характеризующее тепловой поток от фотоприемника солнечного излучения до резервуара с жидкостью (бака) [8]:

$$Q_{бак} = F_{бак} \cdot \frac{(T_{пр} - T_{дн.бак-дн.изл})}{R_{тепл.кл.-бак}}, \quad (9)$$

где $F_{бак}$ — площадь грани резервуара с жидкостью (бака) с СЭ; $T_{пр}$ — температура фотоприемника солнечного излучения; $T_{дн.бак-дн.изл}$ — температура на границе стенки бака (дна) с изо-

ляционным материалом №1; $R_{тепл.кл.-бак}$ — тепловое сопротивление участка от теплопроводящего клея до тыльной стороны бака модуля.

Выражения (2) и (9) позволяют определить одну и ту же полезную тепловую энергию, производимую ФЭТ модулем, применяя два различных подхода.

На основании представленных выражений (1 – 9) создается система уравнений, описывающая все основные энергетические потоки. Решение всей системы уравнений производится итерационным методом при помощи программы MATLAB. При решении системы уравнений задается значение $T_{пр}$ в некотором диапазоне с определенным выборочным шагом. Затем для заданных внешних параметров вычисляется точное значение температуры фотоприемника солнечного излучения $T_{пр.итог}$ при условии, что разность полезной тепловой энергии, определенной по выражению (2) и (9), стремится к минимуму, т.е. исходя из условия:

$$Q_{бак} - Q_{пол.тепл} \rightarrow 0. \quad (10)$$

Из заданного условия (10) и условия баланса энергий (1) определяется значение к. п. д. тепловой части ФЭТ модуля:

$$\eta_{тепл} = \frac{Q_{пол.тепл}}{Q_{пад.изл}}. \quad (11)$$

Выражение для определения величины к. п. д. фотоэлектрической части модуля будет иметь вид:

$$\eta_{эл} = \frac{Q_{эл}}{Q_{пад.изл}}. \quad (12)$$

Общий к. п. д. модуля определится путем суммирования двух выше отмеченных показателей эффективности.

На основе созданной математической модели ФЭТ модуля на рис. 3 представлены полученные зависимости к. п. д. тепловой части модуля от температуры теплоносителя (воды) в резервуаре модуля. Зависимости приведены для различных температур окружающей среды.

С учетом полученных данных (см. рис.3), рассмотрим подробнее потенциал работы данного модуля в комбинированной системе на основе ТН. Как следует из рис.3, тепловая эффективность модуля остается существенно высокой при диапазоне температур воды (теплоносителя) в модуле от 10 до 30 °С. Отметим, что данная температура теплоно-

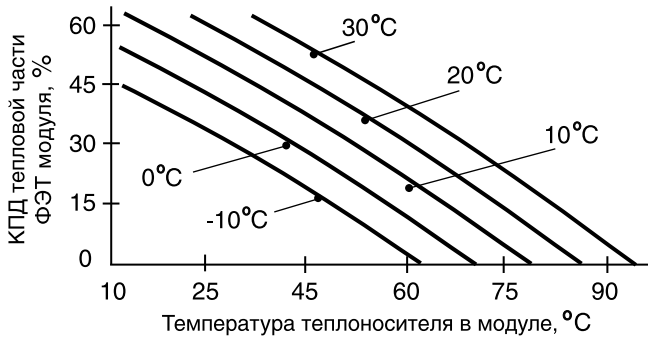


Рис. 3. Зависимости к. п. д. тепловой части модуля от температуры теплоносителя в нем

сителя обеспечит весьма высокую эффективность работы ТН, при сравнении с другими традиционными для ТН источниками низкопотенциальной энергии (грунт, подземные воды) с характерной для них температурой (0 – 10°C). Также следует отметить, что модуль, производящий низкопотенциальное тепло, будет работать эффективно и в периоды с низкими температурами окружающей среды.

Исходя из того, что компрессор ТН будет работать от электроэнергии, произведенной фотопреобразователями, одним из важных параметров системы будет являться характеристика фотоэлектрической части когенерационного модуля (рис. 4). В интервале температур от 25 до 90 °C эффективность фотопреобразователей падает примерно на 27 %, что весьма существенно. Поэтому, чтобы обеспечить высокую выработку электроэнергии, необходимо производить низкопотенциальное тепло.

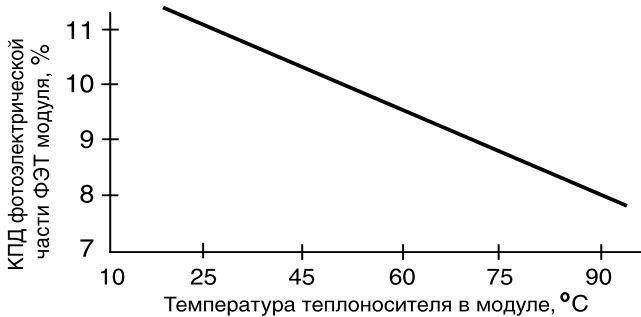


Рис. 4. Зависимости к. п. д. фотоэлектрической части модуля от температуры теплоносителя в нем

На рис. 5 представлены зависимости к. п. д. фотоэлектрической и тепловой части модуля, а также зависимости, характеризующие общие значения к. п. д. модуля. Для лучшего восприятия рис. 5 на нем представлены лишь некоторые из уже отраженных выше зависи-

мостей. Из рисунка видно, что общий к. п. д. модуля в диапазоне температур, потенциально используемом при работе с ТН, имеет весьма высокие показатели. Таким образом, общая эффективность преобразования солнечной энергии в ФЭТ модуле при работе в комбинированной системе на основе ТН может достигать значений свыше 70 %.

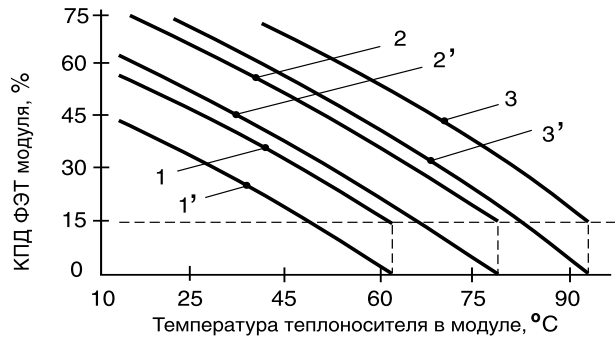


Рис. 5. Зависимости к. п. д. модуля от температуры теплоносителя в нем: 1 — зависимость общего к. п. д. модуля при $T_{окр} = -10^\circ\text{C}$, 1' — зависимость к. п. д. тепловой части модуля при $T_{окр} = -10^\circ\text{C}$; 2 — зависимость общего к. п. д. модуля при $T_{окр} = 10^\circ\text{C}$, 2' — зависимость к. п. д. тепловой части модуля при $T_{окр} = 10^\circ\text{C}$; 3 — зависимость общего к. п. д. модуля при $T_{окр} = 30^\circ\text{C}$, 3' — зависимость к. п. д. тепловой части модуля при $T_{окр} = 30^\circ\text{C}$; 4 — зависимость к. п. д. фотоэлектрической части модуля

Важно также определить отношение произведенной тепловой энергии к электрической (рис. 6), оно позволяет оценить эффективность работы ФЭТ модуля совместно с ТН. Характеристика производимой тепловой энергии ТН существенно зависит от температуры теплоносителя на входе в испаритель. Чем она выше, тем меньше электроэнергии потребляет компрессор ТН, а чем она меньше, тем больше требуется электричества. Для более достоверной оценки на рис. 7 представлена такая типовая зависимость для компрессионного ТН [9].

Теплонасосные установки принято оценивать коэффициентом трансформации ($K_{тр}$) энергии. Это показатель эффективности, который численно показывает количество полезного тепла, произведенного теплонасосной установкой на единицу затраченной энергии.

Из рис. 7 отметим, насколько эффективность теплового насоса зависит от температуры источника низкопотенциального тепла. При этом, чем меньше расчетная температура производимого высокопотенциального теп-

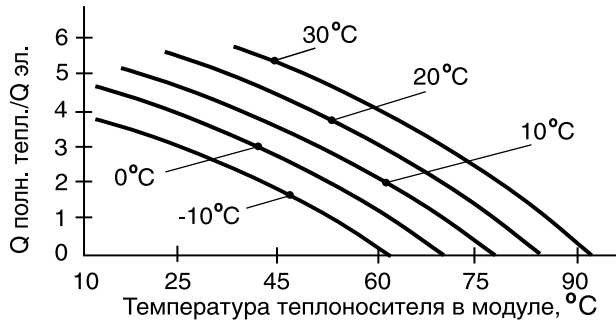


Рис. 6. Зависимости отношения произведенной тепловой энергии к электрической при различных температурах окружающей среды

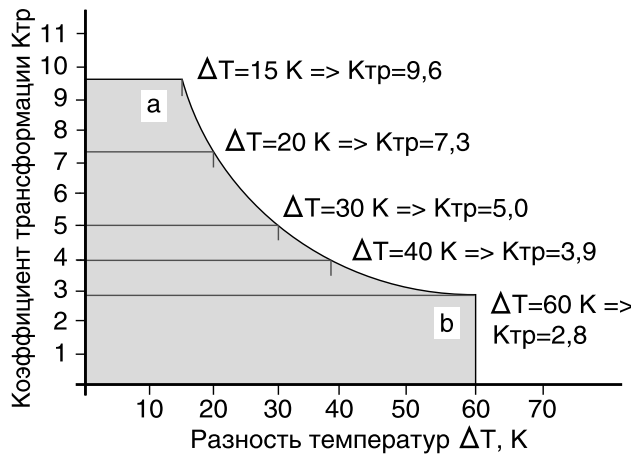


Рис. 7. Зависимость величины коэффициента трансформации энергии от разности температур наружного контура и контура отопления для типового компрессионного ТН

ла и меньше перепад температур наружного контура и контура отопления (ΔT), тем выше эффективность ТН. Также важен тот факт, что зависимость величины эффективности ТН от разности температур имеет экспоненциальный характер (кривая а – b). Соответственно, эффект от использования ФЭТ модуля в составе комбинированной системы на основе ТН может оказаться весьма существенным при обеспечении оптимальных параметров эксплуатации.

Рассмотрим подробнее работу комбинированной системы на основе ТН по блок-схеме, представленной на рис. 8 [10]. При этом не учитываются потери энергии на передачу низкопотенциального тепла и электричества к ТН, потери в теплообменных аппаратах, а также предполагается, что емкость аккумуляторов имеет значения близкие к бесконечности. Сначала рассмотрим работу системы в автономном режиме, т.е. когда исключены резервные источники тепла и электричества.

На основе анализа представленных данных (рис. 5, 6, 7, 8), можно сделать вывод, что работа системы по блок-схеме, с учетом выше отмеченных ограничений, может осуществляться в нескольких режимах. В первом случае модуль производит энергию $Q_{пол.тепл}$ и $Q_{эл}$ в соотношении, которое обеспечивает полное преобразование произведенной энергии в тепловом насосе. Т.е. будет выполняться соотношение:

$$\frac{Q_{пол.тепл}}{Q_{эл}} = K_{тр}. \quad (13)$$

При различных внешних факторах выработанная ФЭТ модулем энергия по условию (13) будет разной, соответственно, и произведенная комбинированной системой на основе ТН тепловая энергия будет варьироваться. Избыточная энергия будет накапливаться в аккумуляторах (см. рис. 8).

Оптимальный режим работы (условие (13)) не всегда может удовлетворять требованиям потребителей. По этой причине с высокой долей вероятности применимы и другие режимы.

Во втором режиме работы системы будет выполняться условие:

$$\frac{Q_{пол.тепл}}{Q_{эл}} > K_{тр}. \quad (14)$$

В третьем режиме будет выполняться условие:

$$\frac{Q_{пол.тепл}}{Q_{эл}} < K_{тр}. \quad (15)$$

Если условие (14 и 15) рассмотреть с учетом критерия $Q_{эл} = Q_{комп.ТН}$ (т.е. вся сгенерированная ФЭТ модулем электроэнергия пойдет на работу компрессора ТН), то по условию (14) наблюдается избыток низкопотенциальной тепловой энергии, произведенной ФЭТ модулем, который может направляться в тепловой аккумулятор (см. рис. 8). При условии (15) наблюдается дефицит низкопотенциальной тепловой энергии, необходимой для работы ТН, который может быть восполнен от теплового аккумулятора.

Рассмотрим вариант, когда условие (14 и 15) справедливо для критерия $Q_{пол.тепл} = Q_{ист.ТН}$, т.е. все произведенное тепло от ФЭТ модуля будет использовано в качестве источника низкопотенциального тепла на входе ТН. При режиме работы по условию (14) наблюдается дефицит в электроэнергии для компрессора ТН, который может быть восполнен от аккумуляторов.

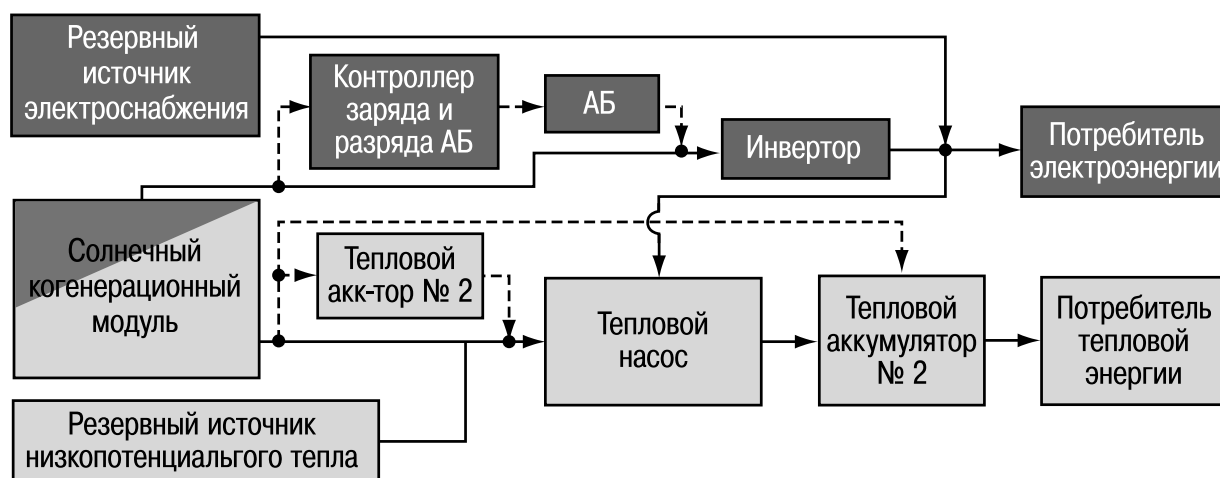


Рис. 8. Блок-схема комбинированной системы энергоснабжения на основе ФЭТ модуля и теплового насоса. Темные блоки относятся к электрической, а светлые — к тепловой части системы

муляторной батареи (см. рис.8). В случае выполнения условия (15) наблюдается избыток электричества, который направляется для зарядки аккумуляторной батареи.

Предпочтительным выглядит работа системы по критерию $Q_{\text{пол.тепл}} = Q_{\text{ист.ТН}}$ из-за низкой удельной стоимости аккумуляторных батарей и универсальности такого вида энергии, как электричество. Но наиболее точно оценить необходимость того или иного режимов поможет математическое моделирование работы всей комбинированной системы с учетом требований заказчика.

Далее продолжим рассмотрение работы системы на основе ТН по блок-схеме с учетом резервных источников энергии (см. рис. 8). Резервные источники обеспечивают гарантированное энергообеспечение потребителя, а с учетом непостоянства солнечного излучения в большинстве вариантов необходимы для подобных систем. Режимы для ФЭТ модуля, работающего с ТН по условию (13, 14, 15), будут справедливы и для текущей схемы работы. Только дефицит энергии будет восполнен либо от аккумулирующей систе-

мы, либо от резервных источников. Отличием при работе по такой схеме будет процесс подвода низкопотенциальной энергии к ТН. В первом варианте предусматривается использование ФЭТ модуля для догрева рассола, подаваемого из грунтового теплообменника. Во втором — использование дополнительного испарителя в ТН специально для солнечного модуля. Последний вариант хорошо подходит для работы с ТН в качестве основного источника, который использует тепло окружающей среды. При этом значительно снижаются требуемые площади ФЭТ модулей. Кроме того и цена теплонасосных систем с воздушным испарителем ниже, чем систем с грунтовыми теплообменниками.

Рассмотренные варианты и режимы работы ФЭТ модуля с ТН обеспечивают повышение эффективности работы всей комбинированной системы на основе ТН. Но реализация затронутых технических решений требует подробной оценки компоновки и работы системы с учетом технических характеристик и различных критериев, которые накладываются необходимыми требованиями потребителей.

Ключевые слова: фотоэлектрический тепловой (ФЭТ) модуль, математическая модель ФЭТ-модуля, солнечный когенерационный модуль, тепловой насос

ЛИТЕРАТУРА

1. Тюхов И.И., Тихонов П.В., Тихонов А.В. Состояние и перспективы когенерационных фотоэлектрических тепловых систем // Сборник трудов МНПК «Электроэнергетика в сельском хозяйстве». – Новосибирск, 2009.
2. Pascal Affolter, Wolfgang Eisenmann, Hubert Fechner, Matthias Rommel, Anton Schaap, Henrik Sørensen, Yiannis Tripanagnostopoulos, Herbert Zond. PVT ROADMAP, A European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology // www.pvtforum.org.

3. R.E. Bird, R.L. Hulstrom, L.J. Lewis, Terrestrial Solar Spectral, data Sets, "Solar Energy", vol. 30, № 6, 1983.
4. Фаренбрух А., Бьюб Р. Солнечные элементы: Теория и эксперимент/ Пер. с англ. под ред. М.М. Колтуна. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
5. Дж.А. Даффи, У.А. Бекман. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии. – М.: Мир, 1977.
6. Matthew Buresch "Photovoltaic energy systems", Design and installation. N. Ei jun10 1983. Mc Graw - Hill Book Company. p. 74, Fig 4 – 3.
7. K.G.T. Hollands, Unny T.E., Raithby G.D., and Konicek L. Free convective heat transfer across inclined air layers. International Journal of Heat and Mass Transfer, 98:189–193, 1976.
8. Цветков Ф.Ф., Григорьев Б.А. Теплообмен: Учебное пособие для вузов – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Изд. МЭИ, 2005.
9. Тепловые насосы — энергоэффективные технологии / http://www.domteplo.ru/Geothermal_Heat_Pump.htm.
10. Тихонов П.В., Харченко В.В., Системы энергоснабжения на основе когенерационных фотоэлектрических и тепловых модулей и тепловых насосов //Труды 7-й Международной научно-технической конференции, 18–19 мая 2010 года. – М.: ГНУ ВИЭСХ. Часть 4. Возобновляемые источники энергии. Местные энергоресурсы. Экология.

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В МОСКВЕ И МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

Ковалев Л., Иванова А.А., Дмитровский филиал ФГОУ ВПО «АГТУ»

В настоящее время основным первичным энергоресурсом для выработки электрической и тепловой энергии является органическое топливо, мировое потребление которого ежегодно возрастает на 2 – 4% [1]. В тоже время топливно-энергетический комплекс является и одним из крупнейших загрязнителей окружающей среды, выбрасывающим до 70% общего объема парниковых газов.

Нависшая над окружающей средой угроза придала новый импульс наблюдающемуся технологическому взрыву в области использования возобновляемых источников энергии. Уменьшение вредных воздействий на окружающую среду при сжигании органического топлива для производства различных видов энергии представляется возможным при выполнении следующих положений, успешное решение которых имеет определяющее значение не только для дальнейшего устойчивого развития отдельных регионов, но и страны в целом:

разработка и использование экологически чистых технологий получения энергии;

снижение антропогенной нагрузки путем рационального использования топливно-энергетических ресурсов и прямого сокраще-

ния вредных выбросов действующими предприятиями.

Одним из перспективных путей решения этих проблем является использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В соответствии с резолюцией 33/148 Генеральной Ассамблеи ООН (1978 г.) в понятие «новые и возобновляемые источники энергии» включаются следующие формы энергии: солнечная, геотермальная, ветровая, энергия морских волн, приливов и океана, энергия биомассы древесины, древесного угля, торфа, тяглового скота, сланцев, битуминозных песчаников и гидроэнергия.

Основными недостатками ресурсного потенциала наиболее освоенных возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой, малых рек и др.) является непостоянство по времени суток и сезонам года, несовпадение наличия ресурса с графиком потребностей пользователей. Это приводит к тому, что доля ВИЭ в мировой энергетике невелика и составляет в разных странах от 0,5% (Россия) до 12% (Нидерланды). Резкий рост объемов использования ВИЭ возможен при нейтрализации указанных недостатков.

Наибольшее развитие в мировой практике получило использование ветровой и солнечной

энергии. Динамика роста установленной мощности ветроэнергетических установок в мире за последние четыре года показывает увеличение в два раза: 2005 г. — 59 091 МВт, 2008 г. — 120 791 МВт. В России по состоянию на 2008 год установленная мощность ветроэнергетических установок составляет около 15 МВт.

Суммарная установленная площадь солнечных коллекторов в мире составляет более 150 млн. м². Площадь солнечных коллекторов в России (по экспертным оценкам) составляет 30...50 тыс. м².

Одна из причин такого отставания России в области использования возобновляемых источников энергии — наличие колоссальных запасов органического топлива (нефти, газа и угля). Однако, во-первых, все виды органического топлива относятся к исчерпаемым ресурсам, во-вторых, затраты на их добычу и транспортировку год от года неуклонно растут, что повышает конкурентоспособность возобновляемых источников энергии. В связи с этим необходимо провести анализ возможности использования возобновляемых источников энергии в различных, желательном во всех, регионах России.

Объемы использования возобновляемых источников энергии, в данном случае ветровой и солнечной энергии, в большей мере зависят от их ресурсов (климатических условий) в данном регионе.

На климат Москвы и Московской области оказывает влияние географическое положение (в зоне умеренного климата в центре Восточно-Европейской равнины, что позволяет свободно распространяться волнам тепла и холода, отсутствие крупных водоемов, что способствует довольно большим колебаниям температуры), циркуляция атмосферы — влияние Гольфстрима, вызванное атлантическими и средиземноморскими циклонами, обеспечивающими относительно высокую температуру в зимний период по сравнению с другими населенными пунктами, расположенными восточнее на той же широте (Казань, Омск, Новосибирск и др.) и высокий уровень атмосферных осадков, а также рельеф (преимущественно равнинный; западную часть занимают холмистые возвышенности с высотами больше 160 м, восточную — обширные низменности). Климат Москвы и Московской области умеренно континентальный, сезонность четко выражена; лето —

тёплое, зима — умеренно холодная. Географическим положением Москвы и Московской области также обусловлена продолжительность дня в течение года. Она колеблется от 7 часов 00 минут 21 декабря, до 17 часов 34 минут 21 июня [2].

Вблизи дня летнего солнцестояния (21 июня) в городе наступают так называемые астрономические сумерки (когда центр солнца находится ниже горизонта от 12 до 18 градусов — в Москве солнце максимально опускается на 11,3 градуса в день летнего солнцестояния). Тем не менее, такого освещения недостаточно для нормальной жизнедеятельности человека (освещение на улице ближе к ночному, и для обычного наблюдателя астрономические сумерки неотличимы от ночи), поэтому улицы нуждаются в искусственном освещении, и считается, что так называемых белых ночей в Москве нет [2].

Анализ статистики наблюдений, проведенных Метеорологической обсерваторией МГУ за период с 1955 по 2000 гг. показывает, что продолжительность солнечного сияния максимальна в июне (281 час), всего за летний период 793 часа (в июле — 275, в августе — 237 часов), минимальна — в декабре (всего 19 часов). В среднем за год продолжительность солнечного сияния 1734 часа. Максимальная продолжительность солнечного сияния за данный период составила 2044 часа в 1963 году, минимальная — 1478 часов в 1980 году [3].

В среднем за год наблюдается 109 дней без солнца. Наибольшее количество таких дней с октября по февраль: в октябре — 11, в ноябре — 19, в декабре — 22, в январе — 19, в феврале — 12, что составляет 76% от общего количества дней без солнца за год [3].

Если весной солнечное сияние бывает часов по 6 – 8 в сутки, а летом — и все 9 – 9,5 часов, то начиная с октября радуется своим светом всего часа 3, а зимой, вообще, 2 часа [3].

Следовательно, для Москвы и Московской области целесообразно рассматривать вопрос использования солнечной энергии в период с марта по октябрь.

Еще одна немаловажная характеристика для установки гелиоустановок — значение интенсивности солнечной радиации.

Для Москвы и Московской области среднее поступление солнечной энергии в целом за летний период (июнь, июль, август) составля-

ет: на горизонтальную поверхность — 463,1 кВт·ч/м², на поверхность под углом 40° к горизонту (угол установки тепловоспринимающей поверхности солнечных коллекторов) — 475,7 кВт·ч/м². Среднесуточное поступление солнечной энергии на солнечный коллектор — до 5,2 кВт·ч/м² в день. При среднем к. п. д. солнечного коллектора до 0,4...0,45 его летняя теплопроизводительность составит 2,1...2,3 кВт·ч/м² в день. Следовательно, солнечный коллектор с площадью тепловоспринимающей поверхности в один квадратный метр позволяет нагреть до 50 л воды от 20 до 60°С.

Согласно среднестатистическим данным, в зимний период времени (декабрь, январь, февраль) на тепловоспринимающую поверхность солнечного коллектора поступает 95,6 кВт·ч/м², при этом его сезонная теплопроизводительность составит 38,2 кВт·ч/м², а в среднем за световой день — 0,42 кВт·ч/м² в день, что позволит при площади солнечного коллектора площадью 1 м² нагреть до 5,8 л воды от 20 до 60°С.

В холодный период времени при расчетных температурах минус 20°С тепловые потери одноэтажных зданий составляют до 0,08...0,09 кВт/м² или до 2,16 кВт·ч/(м² сут.) и 194,4 кВт·ч/м² за сезон.

Таким образом, использование солнечной энергии для теплоснабжения в холодный период времени в Москве и Московской области не представляется экономически целесообразным. В климатических условиях Московской области возможно сезонное использование солнечной энергии, при этом гелиоустановка позволяет получать теплую воду в течение примерно 70 % летних дней и может найти применение на дачных участках, в частных домах, пансионатах и т. д.

Ветровые ресурсы Московской области также невелики. В Москве зафиксирована (период исследования 1961 – 2000 гг.) наибольшая повторяемость ветра со скоростью от 2 до 5 м/с, которая составляет около 70% в год, ветер со скоростью до 1 м/с около 25%, ветер с градацией скоростей от 6 до 9 м/с — 6,5 %, а ветер со скоростью более 10 м/с составляет всего 0,2% [3].

Так, например, среднегодовая скорость ветра в Москве (Сельхозакадемия и МГУ — 3,6 м/с и 2,8 м/с, соответственно), Можайск — 3,4 м/с, Кашира — 4,9 м/с.

Таким образом, в связи с тем, что в Московской области ряд возобновляемых источников энергии имеет незначительные ресурсы (энергия ветра), другие — несовпадающие по времени графики поступления и потребления (солнечная энергия для теплоснабжения), необходим комплексный подход к разработке и созданию энергоустановок, использующих возобновляемые источники энергии.

Перспективным направлением является использование теплоты грунта при помощи холодильных технологий. Одним из вариантов является разработка принципиальных решений и создание солнечно-теплонасосных установок теплоснабжения с длительным аккумулированием теплоты. Тепловая энергия производится комплексом, включающим солнечную ветронагревательную установку, тепловой насос и аккумулятор тепловой энергии. Целесообразно в качестве аккумулятора теплоты использовать грунтовой массив, в котором пробурены скважины, и в них размещены грунтовые теплообменники.

Блок-схема комбинированной солнечной системы теплоснабжения с сезонным аккумулированием теплоты показана на рис. 1. Там же показаны схемы работы в период наличия избыточной тепловой мощности солнечной водонагревательной установки (лето) и при недостатке тепловой мощности для теплоснабжения объекта (зимой).

В неотопливаемый период года солнечная водонагревательная установка частично работает на бак-аккумулятор и обеспечивает систему горячего водоснабжения, а избыточная тепловая энергия запасается в грунтовом аккумуляторе. В зимний период солнечная водонагревательная установка полностью работает на бак-аккумулятор, обеспечивающий систему теплоснабжения (отопление и горячее водоснабжение).

Недостающая для компенсации тепловых потерь автономного объекта тепловая энергия при помощи теплонасосной установки «перекачивается» из сезонного аккумулятора в бак-аккумулятор. В случае недостатка в тепловой энергии или при отказе одной из систем подключается дублирующий источник.

При сезонном аккумулировании экономически целесообразно применить летнее кондиционирование воздуха в помещениях объек-

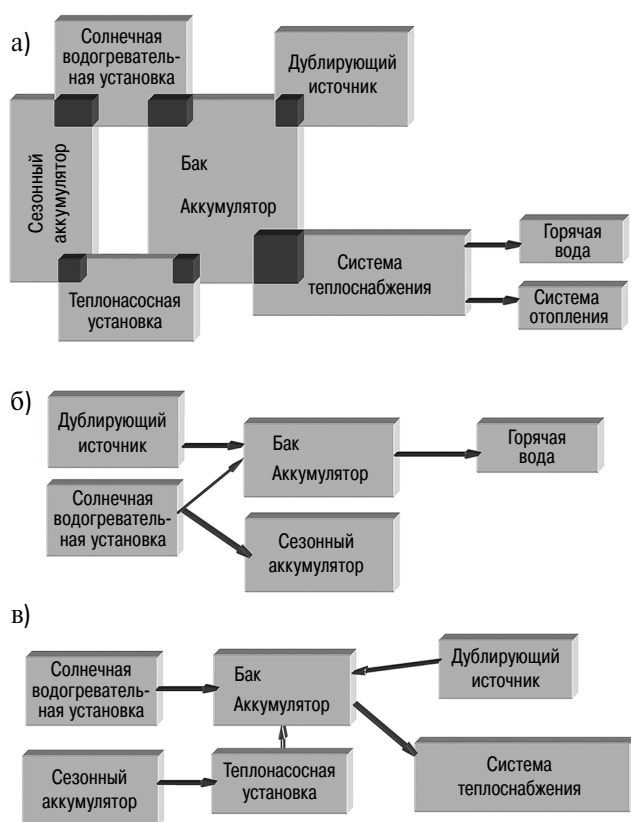


Рис. 1. Блок-схема комбинированной системы солнечного теплоснабжения с сезонным аккумулярованием: а) — структурная схема, б) — схема работы летом, в) — схема работы зимой

та, что позволит обеспечить комфортные условия в помещениях объекта и вернуть в тепловой аккумулятор часть тепловой энергии, расходуемой в отопительный период. В летний период времени солнечная водонагревательная установка работает на обеспечение потребностей в горячей воде, а избыток теплоты поступает через скважины глубиной до 60 м в грунт. В холодный период тепловой насос забирает радиогенную и накопленную теплоту грунта, повышает ее потенциал и подает в систему теплоснабжения.

Расчеты показывают, что количество теплоты, произведенное солнечной водонагрева-

тельной установкой с суммарной площадью коллекторов 30 м², включенной в систему отопления коттеджа общей площадью 300 м², может составить до 15 тыс. кВт·час/год, причем избыточно произведенное количество тепловой энергии в летний период года может достигать 5...8 тыс. кВт·час/год, притом, что потребности дома в теплоте с учетом горячего водоснабжения составляют 40...45 тыс. кВт·час/год. Следовательно, комбинированная солнечная система теплоснабжения автономного объекта с длительным аккумулярованием может взять на себя до 30% тепловой нагрузки. В случае использования солнечной водонагревательной установки с суммарной площадью коллекторов 55 м² и длительным аккумулярованием для того же объекта, можно достигнуть величины замещения тепловой нагрузки до 50...60%.

При разработке комбинированных систем целесообразно использовать принцип модульности, основные положения которого следующие:

- увеличение тепловой производительности и мощности системы обеспечивается набором определенного количества модулей;

- каждый модуль может работать как автономно, так и на общую систему;

- для соединения модулей при наращивании мощностей в схеме должны быть предусмотрены дополнительные присоединительные патрубки, штуцера, фланцы и т.п.;

- система автоматического контроля, регулирования и управления модулями должна обеспечивать работу модулей, как в автономном режиме, так и в общей системе.

Широкое внедрение подобных комбинированных систем энергоснабжения в России сдерживается недостатком информации и практически отсутствием технических разработок по сезонному аккумулярованию теплоты, а также не развитой законодательной базой по возобновляемой энергетике.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ресурсный потенциал, климат Москвы и Московской области, комбинированная система теплоснабжения с сезонным аккумулярованием

ЛИТЕРАТУРА

1. BP- Statistical Review of World Energy 2007, June 2007, 45 p.
2. http://ru.wikipedia.org/wiki/Климат_Москвы.
3. **Справочник** эколого-климатических характеристик Москвы (по наблюдениям Метеорологической обсерватории МГУ). Том 2. – М., 2005.

ГИБРИДНЫЕ УСТАНОВКИ СО СТРУЙНЫМИ НАСОСАМИ

Кабаков В.И., к. т. н., Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского

В последнее время в мире после 20-летнего перерыва вновь повысился интерес к созданию солнечных энергетических установок с концентрирующими системами [1]. Такие установки с параболоцилиндрическими концентраторами (ПЦК) либо недавно введены в действие (Марокко) [2], либо разрабатываются и создаются в целом ряде стран (Испания, США, Италия, Германия и др.) [3]. Впервые за много лет опять стали разрабатываться солнечные башенные станции (Испания, США) [4], которые более полувека назад впервые были предложены и созданы (СЭС-5) Энергетическим институтом им. Г.М.Кржижановского (ЭНИН).

Для этой тенденции есть целый ряд причин. Прежде всего в последние годы сделан целый ряд важных и просто революционных усовершенствований этих технологий, которые будут описаны далее в этой статье и которые, прежде всего, касаются новых, эффективных и дешевых теплоносителей [5]. В работу над этими установками включился целый ряд крупных, продвинутых и финансово обеспеченных компаний, как, например, «Siemens» (Германия) [6] или «Archimede Solar Energy Srl» (Италия) [5]. И главное, что такие установки стали гибридными [2]. Называться гибридными в последние несколько лет стали установки, в которых используются не один возобновляемый источник (ВИЭ) энергии (прежде всего, солнце, энергия земли или ветра) и которые дополнительно имеют либо какой-то другой источник энергии (например, природное топливо), либо какое-то не относящееся к ВИЭ устройство, аппарат или систему.

Новой волне интереса к гибридным установкам способствовали такие усовершенствования, как создание упомянутых новых эффективных высокотемпературных теплоносителей для приемников СЭС с ПЦК или башенного типа, создание новых эффективных тонкопленочных кремниевых фотопреобразователей [7], использование тепловых и струйных насосов в солнечных и геотермальных установках [8], более высокий к. п. д. гибридных установок, чем у отдельных технологий, и целый ряд других достижений и предложе-

ний, касающихся не только повышения эффективности, но и снижения расходов на создание и эксплуатацию таких установок.

Далее в работе будет рассмотрен ряд автономных гибридных солнечных и геотермальных установок, преимущественно со струйными насосами, которые были предложены, разрабатывались и созданы в ЭНИН'е, а испытывались и эксплуатировались в натуральных условиях на Камчатке, в Средней Азии и Крыму. Помимо того, что они гибридные, их объединяет то, что они не оказывают теплового и химического воздействия на окружающую среду. Струйные насосы успешно применены нами в установках для водо-, тепло- и энергоснабжения. Такие установки являются многоцелевыми и могут также выполнять функции снижения минерализации или опреснения минерализованных вод [9, 10]. В двух рассматриваемых ниже гибридных солнечных установках используются фотопреобразователи. Системы с последними являются самыми распространенными из известных гибридных установок.

Первая из приводимых установок показана на рис. 1 и имеет один струйный насос (СН). Часть установки с параболоцилиндрическим концентратором и струйным насосом осуществляет автономный водоподъем и нагрев поднимаемой из источника жидкости, что может использоваться для снабжения потребителя теплом и горячей водой. Испытания и внедрение этой части установки успешно проведены в Средней Азии (Фергана) и в Крыму. Баки в установке используются для аккумуляции жидкости, подаваемой потребителю, и для запуска установки. Устанавливаемая на первом модуле ПЦК сборка фотоэлектрических элементов, работающих в концентрированном солнечном свете, а также инвертор, аккумулятор и погружной насос могут также осуществлять водоподъем, а также энергоснабжение потребителя, что расширяет область применения установки. Наличие аккумулятора позволяет установке работать в периоды низкой солнечной радиации, а также при полном ее отсутствии, а сами фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) обеспечивают также работу системы слежения ПЦК за

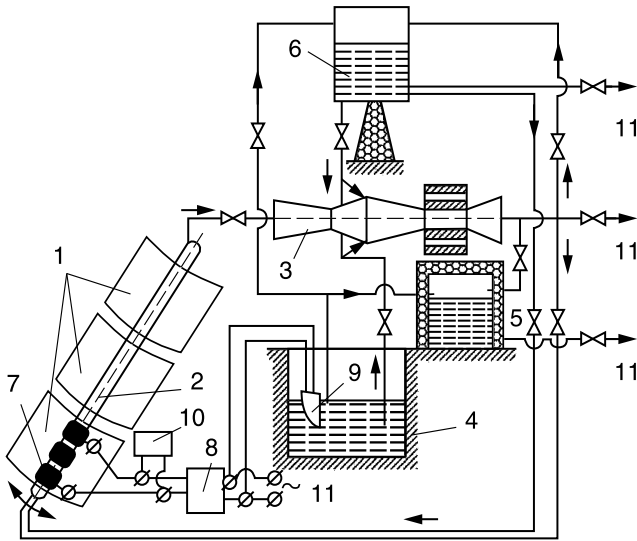


Рис. 1. Гибридная солнечная установка для водо-, тепло- и энергоснабжения:

1 — модульный ПЦК; 2 — приемник солнечной энергии; 3 — струйный насос; 4 — источник жидкости (колодец); 5 — сборный бак для жидкости; 6 — бак аккумулятор жидкости, в т.ч. для запуска; 7 — сборка фотоэлектрических элементов; 8 — инвертор; 9 — погружной насос; 10 — аккумулятор; 11 — потребитель

солнцем. В этой установке совмещены термодинамический и фотоэлектрический способы подъема воды. Аккумуляирование энергии в аккумуляторной батарее позволяет осуществлять водоподъем и энергоснабжение потребителя в периоды недостаточной солнечной радиации или в периоды ее полного отсутствия. Их установка на первой части приемника ПЦК (по потоку в нем) обеспечивает их оптимальное охлаждение, а определенное расположение на приемнике — их равномерную освещенность концентрированным светом, необходимую для их надежной и эффективной работы.

Как и в солнечных установках, струйный насос в геотермальных установках, а созданная и эксплуатировавшаяся на Паужетском геотермальном месторождении установка показана на рис. 2, выполняет функции подъема воды из источника и подачи ее потребителям, а также является смесителем, теплообменником и конденсатором. Он нагревает поднимаемую воду и перекачивает ее. В геотермальных установках закачка в камеру смешения пресной воды снижает ее содержание на выходе. Такие установки обеспечивают функционирование систем водо- и теплоснабжения и извлечения из рассола ценных элементов.

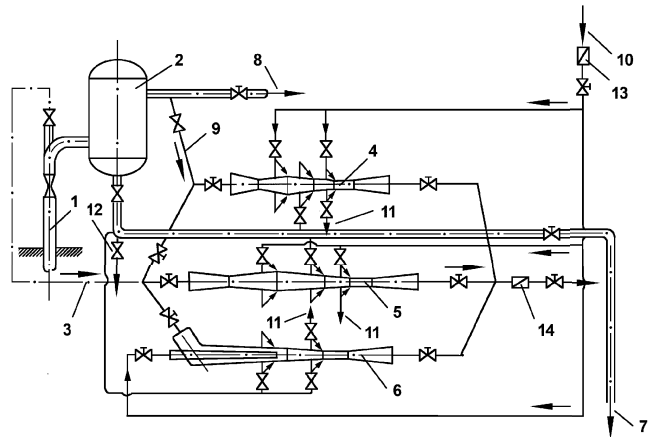


Рис. 2. Схема установки для испытаний и эксплуатации струйных насосов на скважине К-16 Паужетского геотермального месторождения:

1 — геотермальная скважина К-16; 2 — сепаратор; 3 — пароводяная смесь; 4 — насос СН-312; 5 — насос СН-315; 6 — насос СН-316; 7 — подключение к системе горячего водоснабжения и теплоснабжения; 8 — выпуск пара в атмосферу; 9 — пар к струйным насосам; 10 — холодная вода из местной речки; 11 — сброс в атмосферу во время запуска; 12 — сброс рассола после сепаратора; 13 — расходомер холодной воды; 14 — прибор для измерения расхода воды после насосов

Полевым испытаниям установок со струйными насосами предшествовал большой объем теоретических и экспериментальных лабораторных исследований. Особое внимание уделено разработке и изучению методов запуска, включающих варьирование режимными и геометрическими параметрами, в частности, течения через горловину диффузора и изменения ее размера. Были разработаны, а затем испытаны в лаборатории ЭНИН и в реальных полевых условиях конструкции СН с различными подводами жидкости: многоструйный, центральный, двухступенчатый, а также с профилировкой камеры смешения в месте ее перехода к горловине диффузора. Испытания в лабораторных и полевых условиях не выявили различий в показателях СН при одинаковых начальных параметрах. Типичное распределение давления по длине СН показано на рис. 3. Характерным для работы СН в составе рассматриваемых гибридных установок является достаточно низкое и близкое к атмосферному давление жидкости на входе. Другие значения основных параметров работы СН в таких применениях показаны в подрисуночной надписи рис. 3.

При конструировании СН для рассматриваемых установок были использованы следующие результаты исследований струйных

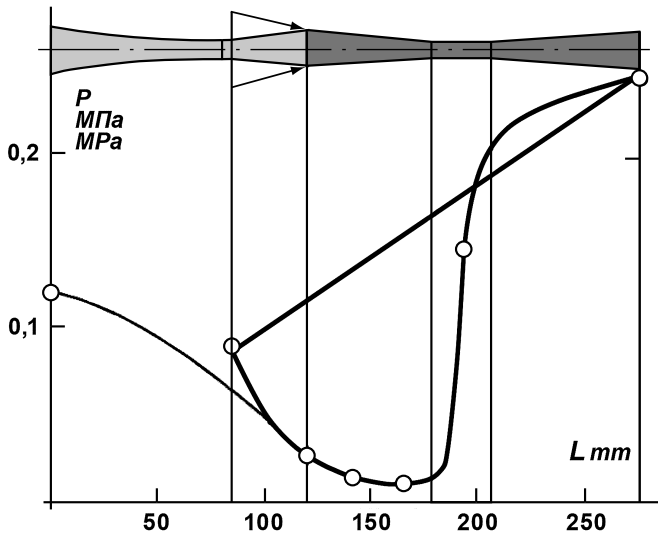


Рис. 3. Типичное распределение давления по длине струйных насосов

насосов и метод их расчета, изложенный, например, в [8]:

1. Результаты теоретических исследований и следующие безразмерные параметры: $Z = Y(Y - SY)$, где $Z = [(p_{\text{вых}} - p_{\text{кв}}) / \rho_2 w_{22}] [(1 + u) / (u + \omega)]^2$; $u = G_2 / G_1$; $\omega = w_1 / w_2$; $p_{\text{вых}}$ и $p_{\text{кв}}$ — это давления на выходе диффузора и в камере смешения; w_1 и w_2 — скорости парожидкостной смеси и жидкости на входе в камеру смешения; G_2 и G_1 — соответствующие расходы; ρ_2 — плотность жидкости; $Y = [F_2(1 + u)^2] / [F_{\text{гд}}(u + \omega)u]$; F_2 и $F_{\text{гд}}$ — площадь, занимаемая жидкостью на входе в камеру смешения и площадь горловины диффузора. В то же время $p_{\text{вых}} - p_{\text{кв}} = \frac{1}{2}(\omega_{12} / 2)k_{\text{см}}(2Y - Y^2)$, где $k_{\text{см}}$ — коэффициент, учитывающий потери на смешение: он тем меньше, чем меньше u и ω ($\omega \rightarrow 1$).

2. Новые данные по характеристикам и геометрии двухфазных сопел — сопел Лавалья и сопел с центральным телом при истечении в них высоковлажной двухфазной смеси. Измерение реактивной тяги сопел позволило определять эффективность сопел и значения общей скорости, а также скоростей и плотностей фаз на выходе из сопел различной геометрии. В соответствии с полученными нами расчетными и экспериментальными данными длина диффузорной части сопел оказалась значительной, тогда как угол ее раствора небольшим. Профиль этой части осесимметричного сопла Лавалья целесообразно выполнять по лемнискату. Оптимальное значение к. п. д. сопла с центральным телом достигло 65%. Показано, что при большом перепаде температур между потоками в таком сопле (напри-

мер, при работе на калии) и при значительных размерах таких сопел, требуемых при повышенной производительности струйных насосов, целесообразно выполнение теплоизоляции между жидкостным и двухфазным соплами.

3. Новые данные, необходимые для расчета основного элемента струйных аппаратов-инжекторов — его камеры смешения. Результаты по изучению процессов распространения, распада и факела распыла жидкостных струй в двухфазном потоке, а также теория и эксперимент позволили определить оптимальную длину камеры смешения, которая близка к шести калибрам входного сечения этой камеры. При значениях диаметров жидкостного сопла $d_{\text{ж}}$ конструкции с центральным подводом (эквивалентного диаметра — для конструкции с многоструйным подводом) и горловины диффузора $d_{\text{гд}}$, близких друг к другу, получаются условия оптимальной работы инжектора, что связано с завершением процессов смешения потоков и образованием требуемой структуры потока на входе в горловину диффузора. Некоторый выигрыш в к. п. д. камеры смешения дает оптимальное и интенсивное сужение выходного конического участка камеры смешения в месте его перехода к цилиндрической части диффузора.

4. В результате обширных лабораторных и натурных исследований инжекторов, а также оптических и гидродинамических исследований скачка давления предложено выполнять диффузор с цилиндрической и расширяющейся частями, причем длина горловины диффузора (участка постоянного сечения) равна (3–5) $d_{\text{гд}}$, а угол раствора его расширяющейся части 12–14°. Оптимальным при этом оказывается протекание скачка давления в горловине диффузора. В качестве одного из методов запуска и регулирования работы струйного насоса предложены наборы сменных по размеру горловин в месте перехода от конфузорной камеры смешения к диффузорной выходной части.

5. Наряду с оптимальными геометрическими соотношениями струйных насосов получены новые данные по оптимальным режимным характеристикам. Для конструкций с многоструйным и центральным подводами обнаружено влияние отношения скоростей парожидкостной смеси и жидкости на входе в камеру смешения ω на к. п. д. инжекторов.

Оптимумы при снижении ω получены соответственно при $\omega = 9$ и 3. Наибольшее значение внутреннего к. п. д. составило около 11%, что, по крайней мере, в 1,25 раз больше всех известных из литературы значений. О роли других безразмерных параметров (u , Y , $k_{см}$) можно судить по пункту (1), а все пункты (1) – (5), включая также одномерную теорию течения в камере смешения и диффузоре, изобретения и патенты по указанным и другим конструкциям инжекторов (всего 16 патентов) составили в целом метод расчета струйных насосов для гибридных установок.

Важным результатом лабораторных и полевых испытаний оказалось то, что при тех же параметрах потоков на входе не выявлены какие-либо отличия в работе и характеристиках больших и малых струйных насосов, т.е. не обнаружено влияния на конечные характеристики масштабного фактора. Результаты испытаний различных СН в солнечных и геотермальных установках показаны на рис. 4. Параметры при их испытании и работе: начальное паросодержание смеси — 0,05 – 0,2; давление смеси до СН — 0,1 – 0,25 МПа; давление жидкости до СН — 0,1 МПа; давление в камере смешения — 10 – 20 кПа; давление за СН — 0,25 – 0,8 МПа; температура жидкости — 10 – 25°C; температура на выходе из СН — 40 – 65°C.

Испытания и последующая эксплуатация показали их пригодность для решения тех целей, для которых они предназначались, а расчетная и реально достигнутая производительности насосов оказались близкими друг к другу. Преимуществом гибридных многофункциональных геотермальных установок является непрерывность их функционирования, что особенно важно для жилищно-коммунального хозяйства и выгодно отличает их от установок на других возобновляемых источниках. В целом успешные испытания и работа гибридных установок в Средней Азии и на Камчатке подтвердили, что выполняются их показатели по надежности, эффективности, сроку службы и многофункциональности.

Из основных достижений последних лет отметим те, которые касаются приемника солнечной энергии ПЦК. Для приемников с парообразованием, которые являются, например, частью действовавшей в Фергане установки, приведенной на рис. 1, в которых идет парообразование рабочей среды (воды), ука-

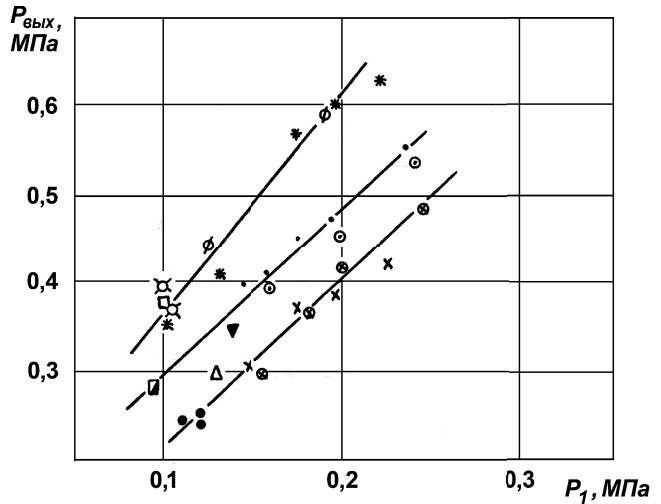


Рис. 4. Зависимости выходного давления жидкости от начальных давлений смеси для различных конструкций инжекторов на стенде (ЭНИН), на геотермальных скважинах РЭ-1 и К-16 (Паужетка) и в составе солнечной установки в Фергане:

● — инжектор с $d_{гд} = 4$ мм; ■ — инжектор с $d_{гд} = 3,5$ мм — солнечная установка; ● и х — инжектор с $d_{гд} = 6$ мм; ⊙ и • — инжектор с $d_{гд} = 5,2$ мм — стенд (результаты в кружках) и РЭ-1; ▨ — инжектор с центральным подводом жидкости: $d_{жс} = 6$ мм; $d_{гд} = 5$ мм; * — струйный насос НС-312: $d_{гд} = 14$ мм — скважина РЭ-1; ▼ — струйный насос НС-312: $d_{гд} = 17$ мм; △ — струйный насос НС-312: $d_{гд} = 20$ мм; ◊ — струйный насос НС-315: $d_{гд} = 40$ мм; □ — струйный насос НС-312: $d_{жс} = 25$ мм, $d_{гд} = 40$ мм — скважина К-16

жем на два метода интенсификации процессов и повышения их эффективности. Один из методов [11] заключается в подаче распыливаемой и испаряющейся затем жидкости на обогреваемую концентрированным солнечным потоком стенку, вакуумированную трубу приемника. Второй метод [12] заключается в создании в таком приемнике спиральных канавок, также способствующих интенсификации теплопередачи и улучшению процесса парообразования.

На рис. 5 показан схематически также вакуумированный приемник ПЦК, предназначенный для получения высокой температуры теплоносителя, к которому в небольших количествах добавляется краситель [13, 14], и для работы в показанной далее схеме СЭС без парообразования в трубах солнечного приемника. В качестве высокотемпературного теплоносителя нами предложено использовать олигодиметилсилоксан, а в качестве поглотителя — дифталоцианин редкоземельных эле-

ментов. Расчеты показали, что к. п. д. известной схемы (бывшей фирмы «ЛУЗ») с использованием синтетического масла (Thermino VP-1) [15] составляет около 26,5%, а схемы с использованием кремнеорганической жидкости и красителя – около 30%. Повышение обеспечивается за счет возможности нагрева теплоносителя до 450°C. Однако это достигается лишь при определенной и невысокой концентрации выбранного поглотителя в теплоносителе. При этом обеспечивается поглощение солнечной энергии во всем объеме. Результаты испытаний такого раствора на спектральную и термическую стабильность дали положительные результаты. Итальянская фирма «Archimede Solar Energy Srl» [5] предложила использовать в качестве теплоносителя расплав солей (смесь селитр натрия и калия). Эффект примерно тот же, что и в нашем случае. Однако требуется селективное покрытие, смена которого затрудняется сложным соединением стеклянной оболочки с металлом трубы приемника. Немецкая фирма «Siemens» [6] добилась успехов в разработке новых селективных покрытий и по оптимальным размерам приемника UVAC (Universal Vacuum Air Collector). Фирма «SENER» преуспела в разработке, изготовлении и монтаже новых ПЦК для 19 вновь сооружаемых тепловых солнечных электростанций в Европе (в основном в Испании).

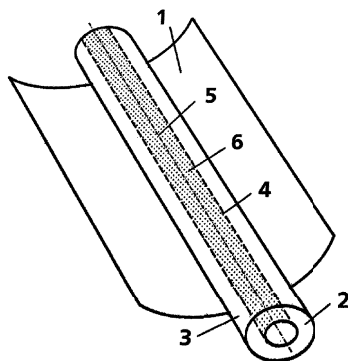


Рис. 5. Схема параболоцилиндрического концентратора с приемником солнечного излучения, заполненным теплоносителем с красителем: 1 — параболоцилиндрический концентратор; 2 — вакуумированное пространство; 3 — стеклянная оболочка; 4 — прозрачная трубка; 5 — теплоноситель; 6 — краситель — поглотитель солнечной энергии

Только упомянем о разработках ЭНИН’а по оптической системе ПЦК и оптимизации формы солнечного приемника при установке на

нем фотоэлементов [16]. Предложена новая оригинальная система юстировки и регулирования оптической системы параболоцилиндрического концентратора [17]. Проведены теоретические и экспериментальные исследования с целью нахождения оптимального размещения и охлаждения фотоэлементов на поверхности приемника солнечной энергии. Рекомендована номограмма, связывающая значения температур воды на входе и выходе из фототермического приемника с установленной на нем сборкой фотоэлектрических батарей для различных значений температуры фотоэлементов и плотности теплового потока на стенках канала. Все только что указанные решения и предложения, а также наножидкость (теплоноситель с красителем) рекомендовано использовать в гибридной двухконтурной солнечной электростанции, представленной на рис. 6.

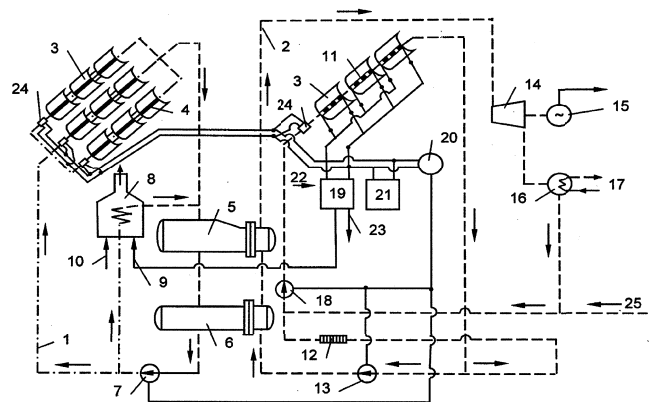


Рис. 6. Комбинированная двухконтурная солнечная энергетическая установка: 1 — первый контур с теплопередающей жидкостью; 2 — второй пароводяной и паротурбинный контур; 3 — модульные параболоцилиндрические концентраторы; 4 — приемники ПЦК; 5 — пароперегреватель; 6 — парогенератор; 7 — циркуляционный насос первого контура; 8 — котельная установка; 9 — ввод водорода; 10 — ввод природного газа; 11 — приемники модульных ПЦК (3) с установленными на них фотоэлектрическими элементами; 12 — система теплоснабжения; 13 — циркуляционный насос второго контура; 14 — паровая турбина; 15 — генератор; 16 — конденсатор; 17 — вход и выход охлаждающей воды; 18 — циркуляционный насос; 19 — электролизер; 20 — инвертор; 21 — аккумулятор электрической энергии; 22 — ввод нагретой в приемниках жидкости; 23 — выход кислорода из электролизера; 24 — приводы систем слежения ПЦК за солнцем; 25 — восполнение потерь теплоносителя во втором контуре

В этой установке [18], прототипом для которой послужили известные установки фирмы «ЛУЗ» [15], исключено закипание теплоносителя в первом контуре, и он может дополнительно нагреваться природным газом или получаемым водородным топливом. Второй контур имеет два подконтра, что позволяет фотоэлементам работать при приемлемой температуре, а тепло после соответствующих ПЦК использовать в системе теплоснабжения. Второй подконтур – с парообразованием в парогенераторе и пароперегревателе. Пар срабатывает в турбине второго контра, а установленный на одной с нею оси генератор вырабатывает электроэнергию. В качестве фотобатареи рекомендуется использовать высокоэффективные модули из тонкопленочного аморфного кремния [7]. Наряду с водородом электролизер вырабатывает кислород, являющийся товарным продуктом. Инвертор обеспечивает работу всех насосов и системы слежения ПЦК. Использование наножидкости в приемниках ПЦК основного поля позволяет максимально улавливать и эффективно использовать концентрированную солнечную энергию.

В заключение отметим, что рассмотренные в работе гибридные энергоустановки со струйными насосами и ПЦК полностью автономны и просты по конструкции, включают многофункциональный струйный аппарат, являющийся одновременно теплообменником с не-

посредственным контактом сред, конденсатором и насосом и позволяющим использовать низкопотенциальное тепло для многих целей. Часть этого тепла непосредственно преобразуется в механическую энергию, а оставшаяся часть может использоваться для теплоснабжения, снабжения горячей водой и в системах опреснения.

Струйные насосы могут быть одно- или многоступенчатыми, иметь различную конструкцию и работать вместе с тепловым насосом, что существенно расширяет возможности и применение гибридных установок, позволяет подавать жидкость на большую высоту и расстояние, запастись ее. Струйный насос не требует обслуживания, достаточно прост в изготовлении и обслуживании, и может работать на минерализованных водах.

Область применения гибридных установок существенно расширяется благодаря возможности регулирования выходного давления и температуры воды и использованию фотоэлектрических преобразователей. Это не только расширяет время действия установки, но и позволяет обеспечивать потребителя электрической энергией. Такие установки не загрязняют окружающую среду, просты по конструкции, надежны в работе, недороги, и достаточно эффективны в работе. Гибридные солнечные и геотермальные установки были созданы, успешно испытаны и работали в Средней Азии, Крыму и на Камчатке.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, солнечные энергетические установки с концентрирующими системами, автономные гибридные солнечные и геотермальные установки, тонкопленочные фотоэлементы, струйные насосы

ЛИТЕРАТУРА

1. Augsten Eva. Right in focus. //Sun-Wind Energy, 2010. –no.4.
2. CSP hybrid plant opened in Morocco //Renewable energy focus, June 2010.
3. Parabolic trough facility in Mohave Desert: next steps //Sun&Wind Energy, 2010. – no.3.
4. Molten salt-based central receiver technology//Сайт Интернета <http://social/csptoday-insigt>, June 2010.
5. Archimede to produce new receiver type for CSP plants //Sun&Wind Energy, 2010. – no.3.
6. Siemens unveils next-generation solar receiver to boost solar thermal electric output. Published 20.11.2009 at site of Internet http://www.worldofrenewables.com/renewables_news/solarthermal.
7. Новое поколение модулей из тонкой пленки для производства солнечной энергии //Материалы фирмы «Векар», январь 2010.
8. Кабаков В.И. Многофункциональные автономные и солнечные и геотермальные установки со струйными насосами //Наука и технология в промышленности, 2008. – № 3.
9. Кабаков В.И., Кохова И.И., Дробязгина О.Н. Солнечная установка для водоподъема и опреснения //Техника в сельском хозяйстве, 1990. – № 2.
10. Кабаков В.И., Усанов В.В. Перспективы использования струйных аппаратов для решения экологических проблем //Int. J. of Environmental Technology and Management, 2003. –Т. 3. – № 1.
11. Schwartz D.M. Solar heat exchanger // US Patent no. 4372291, Feb.1983.

12. Кабаков В.И., Рзаев А.И., Филатов Л.Л. Вакуумированный приемник солнечной энергии // Патент РФ №1758359, Бюллетень открытий, 1992. – № 32.
13. Volkov E.P., Kabakov V.I., Podgaetsky V.M., Tomilina L.P. Power Plant Working with Solar Fuels // Intern Symp. «Solar Chemistry», PSI, Switzerland, October 6 – 9, 1997.
14. Кабаков В.И. Энергетическая установка на солнечной энергии // Электрические станции, 2010. – № 9.
15. Webb C. SEGS design and preparation. LUZ project and operation. // LUZ project to ENIN. LUZ Development and Financial Operation, October 1989.
16. Кабаков В.И., Левин Л.Б., Середа И.П., Додонов Л.Д. Выбор формы и температурных режимов фототермического приемника параболоцилиндрического концентратора // 7th Int. Symp. on Solar Concentrating Technology, Moscow, September, 1994.
17. Kabakov V.I., Bulychev V.A. Koltun M.M., Kokhova I.I., Tarnizhevsky B.V. Helioplant // Patent application 49112937/06, favorable solution May 20, 1991.
18. Kabakov V.I. Two-loop modular solar photothermal plants // Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Washington DC, May 1996.

БУДУЩЕЕ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ – ВОДОРОД ХИМИКО-ФЕРМЕНТАТИВНОГО ФОТОЛИЗА ВОДЫ

Панцхава Е.С., д. б. н., ЗАО Центр «ЭКОРОС»

Энергетика будущего тесно связана с далеким прошлым нашей планеты [1].

В ближайшие десятилетия до 40 – 50% энергетического топлива по-прежнему будет приходиться на нефть.

А так ли уж мало нефти и газа, как об этом постоянно говорят и пишут?

Может быть мировое сообщество еще не имеет необходимых технических возможностей для их глубокой разведки и добычи? Может быть нефти и газа гораздо больше?!

И может быть неиссякаемым источником энергии станет другое, очень простое низкомолекулярное соединение не углеродной природы — **НО**?

К решению поставленных проблем прямое отношение имеют метаногены — микроскопические организмы, возникшие и процветавшие в эпоху Архейского Эона на заре становления самой Земли 2,8 – 4,5 млрд. лет назад.

Разведанных промышленных запасов нефти, природного газа и угля и открытие новых месторождений углеводородов даже при условии резкого возрастания их мирового потребления в ближайшее десятилетие будет достаточно, и это должно обеспечить мировую энергетику на несколько десятилетий и более.

Но мировая экономика и энергетика так или иначе в недалеком будущем столкнется не только с проблемой производства топлива в необходимых объемах, но и с проблемой

экологического загрязнения продуктами переработки и сгорания углеводородного топлива.

Таким образом, существуют две глобальные проблемы:

1. Ископаемых углеводородов и углерода может быть значительно больше, чем позволяют обнаружить современные техника и технологии.

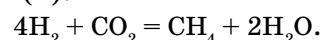
2. Какой вид топлива ждет человечество в ближайшем будущем.

Необходимо искать пути решения этих проблем.

И на один из путей решения указывают биологические процессы, протекавшие в первые 2 млрд. лет на нашей планете.

Речь идет о научно обоснованной гипотезе глобальной роли метаногенов («метаногенных архей») в эволюции первичной атмосферы, гидросферы, климата, а также биогенезе воды и углеводородов архейского периода.

Представителей этой древнейшей группы организмов выводят из единственного источника энергии и углерода, из восстановления водородом диоксида углерода до метана и воды (2):



Впервые древность происхождения метаногенов и их роль в эволюции первичной атмосферы отмечена автором в 1969 г. на основании концепций А.И. Опарина о происхождении жизни

на Земле и теории С.И. Кузнецова о биологическом происхождении природного газа [3].

Спустя 8 лет, в 1977 г. группой американских ученых во главе с К. Везе на основании исследований нуклеотидной последовательности *16 S rRNA* было сделано выдающееся открытие, касающееся физиобиохимических особенностей группы метаногенов, времени их происхождения и определившие метаногены как новое наиболее древнее царство живого и названное Археа. Это открытие предопределило в последующие 40 лет масштабное изучение физиологии, биохимии и молекулярной биологии метаногенов, что позволило уточнить возможное биологическое время их возникновения и расцвета, около 3 – 4 млрд. лет назад, а также предположить их ведущую роль как в эволюции живого, так и в биогенезе воды и углеводов в период Архейского Эона задолго до возникновения эпохи кислородного фотосинтеза и кислородного дыхания [4, 5, 6].

Знания сложнейшего механизма биологического синтеза метана помогут создать принципиально новые промышленные химико-ферментативные фотолитические нанотехнологии производства экологически самого чистого топлива — водорода — из неиссякаемого низкомолекулярного источника энергии не углеродной природы — H_2O .

Ранняя Земля, как писал К. Везе, напоминала Венеру, и претерпела переход к ее нынешнему состоянию в значительной степени как результат эволюции метагенного метаболизма [7].

Согласно этим представлениям, изначально никаких океанов не было, воды было очень мало, и она находилась в связанном состоянии, видимый свет являлся основным источником энергии для предбиологической эволюции, метаногены — наиболее древние живые организмы, и эволюция Земли и всего живого обязана метаногенам.

Генеалогический анализ этих организмов предлагает метаногенез одним из древнейших, если не самым древним из биохимических процессов.

Данные, полученные за последние 40 лет, позволяют по-новому взглянуть на первые два миллиарда лет существования нашей планеты и роли метаногенов в эволюции живого и в биогенезе воды и углеводов [4, 5, 6].

Большинство современных исследователей, изучающих биологический метаногенез,

придерживаются точки зрения К. Везе и относят метаногены к первым и древнейшим живым организмам на Земле [8, 9, 10, 11, 12].

На биологическое происхождение метана в Архее указывает анализ изотопов углерода метана (-56‰) в несущих жидких включениях в гидротермальных осадках возрастом 3,5 млрд. лет из Пилбара Кратона, Австралия. Метаногены возникли более 3,5 – 4,0 млрд. лет назад и основными субстратами для них были молекулярный водород и диоксид углерода [13, 14].

Предполагается, что первичная атмосфера могла содержать до 61% водорода, 21% диоксида углерода и до 18% гелия. Содержание остальных газов: водяные пары, азот и др. — было незначительным [15, 16].

За 1,5 млрд. лет по гипотезе Дж. Кастинга [15] метаногены могли образовать до 31 т/м² метана и до 62 т/м² водяного пара (расчеты автора), который после глобальной катастрофы и массовой гибели метаногенов в конце Архей и охлаждении атмосферы превратился в воду, создав океан глубиной более 60 м.

Таким образом, метаногены могут рассматриваться как первые и основные продуценты воды на планете Земля.

Если эти организмы превращали водород в воду в огромных масштабах, то нельзя ли, используя биохимические механизмы метаногенов и других анаэробных и фотосинтезирующих бактерий, осуществить обратную реакцию и получить молекулярный водород из воды?

В 1985 г. автором впервые было предположено, что «образование метаногенами разветвленных изопреноидов представляет интерес как важный момент их участия в образовании первичной нефти задолго до возникновения кислородного фотосинтеза» [12].

В этой статье нефть будет рассматриваться как результат литогенеза. Это жидкая гидрофобная фаза продуктов фоссилизации (захоронения) органического вещества (керогена) в водно-осадочных отложениях.

На биогенез нефти указывает широкое распространение порфиринов в осадочных породах и сырой нефти [17].

Порфирины входят в состав хлорофилла, цитохромов, гемоглобина, бактериальных кобаламинов, а также в состав никель-порфиринов — фактор 430 — соединения, участвующего в энергетическом обмене и синте-

зе метана у метаногенов и присущее только этой группе организмов.

Полагают, что образование никель-порфиринов нефти связано с замещением атома железа, магния и, возможно, кобальта на никель под длительным воздействием геофизико-химических условий осадочных пород на перестройку хлорофилла или гемоглобина отмирающих представителей древней фауны и флоры [18,19].

Открытие ключевой роли никель-порфиринов в виде Фактора 430 в основной реакции метаногенеза: восстановлении метильной группы в метан [20], — прямо указывает на то, что никель-порфирины сырой нефти и керогенов — это следы активной жизнедеятельности древнейших метаногенов в генезисе углеводородов в конце Архея и в последующие геологические эпохи. Никель-порфирины нефти — это важнейшие «биомаркеры» метаногенной природы [21, 22].

Предполагается, что археобактерии существовали по крайней мере в течение одного миллиарда лет и более чем три миллиарда лет назад [23].

Важным «биомаркером» метаногенного происхождения нефти может быть фитан. Его источником являются фитанильные эфиры, входящие в состав мембран клеток метаногенов и других археобактерий [24].

Изопреноидные углеводороды входят в состав цитоплазматических мембран метаногенов.

Впервые необходимость мембранных структур для биосинтеза молекулы метана при восстановлении метильной группы экспериментально показана автором в 1973 г. [26].

Дж. Хан полагает, что большая часть изопреноидных углеводородов в осадочных породах также стара, как Докембрий и имеет археобактериальное происхождение [25].

Мембранные липиды метаногенов содержат глицерин дифитанил диэфиры и дибифитанил диглицерол тетраэфиры. Цитоплазматическая мембрана (ЦМ) одного из исследованных метаногенов составляет 8% от веса сухой биомассы. Липиды — 30 – 35% от веса ЦМ или 2,5 – 2,8% от веса сухой биомассы [27].

Сухая масса метаногенов к концу Архея 540 кг на квадратный метр с содержанием почти 15 кг/м² чистых липидов или изопреноидных углеводородов. Предполагаемое общее количество сухой биомассы только мета-

ногенов на всей земной поверхности к моменту их глобальной гибели могло составить около 280 трлн. т (2.8×10^{14}) или чистых изопреноидов — 6,72 трлн. т (0.067×10^{14}), и если эта масса конвертировалась в протонетфть, то количество последней в 2500 раз (в 60 раз по липидам) превышает весь объем ныне разведанной нефти, то есть первые углеводороды могли возникнуть до появления эпохи фотосинтеза и оксигенеза.

Современные оценки показывают, что суммарная биомасса существующих на планете представителей архей составляет 10^{14} т и совпадает с расчетными данными по предполагаемой сухой массе погибших к концу Архея метаногенов, и превышает в 100 раз посчитанную до этого биомассу всех остальных форм жизни — $2,4 \times 10^{12}$ т.

Приведенные расчеты предполагают, что объемы сухой биомассы метаногенов, как источников «протоуглеводов», могли значительно превышать современные разведанные запасы нефти.

Куда же могли исчезнуть архейские углеводороды?

Согласно концепции А.Ф. Добрянского, остатки флоры и фауны (это относится и к биомассе архейских организмов) под воздействием высоких температур и давления преобразуются в первую очередь в кероген, затем в битум и, наконец, в нефть и газ. А архейская нефть могла в конце концов превратиться в газ (метан) и графит, действительно распространенные именно в древних отложениях [28].

Ранняя эволюция архей поддерживается открытием ¹³C обедненного метана в гидротермальных жидкостных включениях в кремнии из Пилбара Кратон в Австралии возрастом ≈ 3.5 млрд. лет [29].

Согласно Бьюик Р. с соавторами, во всех случаях нефть была, по-видимому, получена из архейских сланцев, генерированная в течение Архея, и мигрировала до Позднеархейского или Раннепротерозойского метаморфизма, закрывшего движение жидкости. И изначальная бактериальная биомасса, продуцировавшая лабильного типа кероген, часто подвергалась захоронению в достаточных количествах для успешной генерации и миграции нефти [29].

Таким образом, запасы ископаемых архейских углеводородов и углерода могут значительно превышать уже разведанные. Их

обнаружение и добыча могут отодвинуть на какой-то срок истощение ископаемого топлива, но проблема изыскания новых экологически чистых источников энергии все равно остается.

Величайшая роль метаногенов в том, что они принимали активнейшее участие и в создании углеводородов (метана, нефти и др.) и в создании гидросферы. Если метаногены в эпоху Архейского Эона были причастны к массовому образованию воды из молекулярного водорода древней атмосферы, то возможно ли, используя современные знания по механизму биосинтеза метана из CO_2 и H_2 и создав искусственные фотосенсибилизирующие металлы (молибден, вольфрам, селен) — органические катализаторы, применить промышленные нанотехнологии для получения молекулярного водорода из воды?

Впервые F420-зависимое образование молекулярного водорода из формиата ферментными системами *Methanobacterium ruminantium* описано Робертом Вольфом с сотр. в 1975 г. [30]. F420 открыт Р. Вольфом в 1972 г.

Образование молекулярного водорода из формиата и метанола бесклеточными экстрактами синтрофной термофильной культуры метаногена «*Methanobacterium Kuznetsovii*» также было описано автором в 1976 г. [31].

На этих же препаратах впервые было показано фотообразование молекулярного водорода из формиата и метанола [32, 33]. В качестве фотосенсибилизатора в реакциях участвовал кофермент F420 [34, 36].

В 1985 г. В.В. Никандров, Е.С. Панцхава и А.А. Красновский впервые экспериментально установили фотообразование молекулярного водорода из протонов воды в присутствии F420 [34].

В сложном механизме восстановления CO_2 молекулярным водородом в метан имеется две реакции, в которых при восстановлении двух промежуточных интермедиатов образуется две молекулы воды, и одна реакция, в которой при дегидратации одного из промежуточных интермедиатов может образовываться молекулярный водород [36].

Первая реакция: образование формилметанофурана (НСО-МФ) и молекулы воды при восстановлении диоксида углерода водородом при участии метанофурана (МФ). Реакция осуществляется ключевым ферментом

метаногенеза — формилметанофуран дегидрогеназой (ЕС 1.2.99.5), являющимся молибден-, вольфрам- и селен-зависимым.

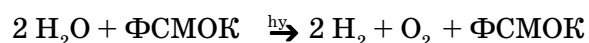
Вторая реакция: восстановление 5-формилтетрагидрометаноптерина (5-НСОН₄ МРТ) в 5,10-метенил-тетрагидрометаноптерин (5,10-СН-Н₄ МРТ) с образованием воды. Реакция осуществляется ферментом метенилтетрагидрометаноптерин циклогидролаза (ЕС 3.5.4.27).

Из некоторых видов метаногенов выделен водородобразующий фермент H_2 -форминг- N_5 N_{10} -метилентетрагидрометаноптерин дегидрогеназа (Hmd), осуществляющий обратимую реакцию дегидрирования 5,10-метилентетрагидрометаноптерина (5,10-СН₂=Н₄ МРТ) в 5,10-метенилтетрагидрометаноптерин (5,10-СН₂=Н₄ МРТ) и водород.

В 2008 г. опубликованы результаты исследований по образованию молекулярного водорода из формиата целыми клетками *Methanococcus maripaludis* [37].

В последние годы активно исследуются фотосенсибилизирующие характеристики ряда окислов металлов (селена, цинка, титана, вольфрама, молибдена, рения и рутения) в плане их способности в фотообразовании водорода из воды [38, 30, 40].

Отечественные и зарубежные исследования дают основание полагать, что синтезированные de novo искусственные системы с фотосенсибилизирующими металлорганическими катализаторами (ФСМОК) могут осуществить обратную реакцию той, которую активно проводили метаногены в первые 2–2,5 млрд. лет существования Земли.



Гидросфера — водная оболочка Земли составляет около 1,4–1,5 млрд. км³ и может стать мощным и практически бесконечным источником энергии в виде молекулярного водорода [41].

Мировое потребление энергии к 2030 г. составит $19,0 \times 10^{10}$ Гкал/год [42].

Океан содержит в 19 млн. раз больше энергии, чем необходимо будет мировому сообществу в 2030 году.

Будущее энергетики — это биоэнергетика водорода воды или промышленные нанотехнологии производства водорода химикоферментативным фотолизом воды, основанные на реакциях аналогичных реакциям перво-

начального восстановления диоксида углерода молекулярным водородом или реакциям окисления C-1(метанола, метиламинов и ацетата) соединений у метаногенов.

Ключевые слова: метаногены, Архейский Эон, углеводороды, водород, вода

ЛИТЕРАТУРА

1. **Панцхава Е.С.** Лекция, 18 января, 2011г. – М.: ИНБИ. им. А.Н Баха РАН.
2. **Mc. Bride R. C. & Wolfe, R. S.**, 1971, A new coenzyme of methyl transferase, coenzyme M. *Biochemistry* 10. 2317-2324.
3. **Панцхава Е.С.** Успехи биологической химии. – М.: Наука, 1969. – Т 10.
4. **Woese C.R., Fox G.E.** 1977, *J. Mol. Evol.*, 9.
5. **Woese C.R., Fox G.E.** 1978, *Nature*, 273.
6. **Woese C.R., Magrum L.J. Fox G.E.** 1978, *J. Mol. Evol.*, 11.
7. **Woese C.R.** 1979. A proposal concerning the origin of life on the planet earth . *Journal of Molecular Evolution*. V. 13, Number 2.
8. **Battistuzzi F.U., Feijao A., Hedges S.B.** A genomic timescale of prokaryote evolution: insights into the origin of methanogenesis, phototrophy, and the colonization of land // *BMC Evol Biol*. 2004. 4: 44.
9. **Wassenaar T.M.** Eubacteria and Archaeobacteria: the oldest forms of life. 2009. Tuesday, 06 January, www.eubacteria-and-archaeobacteria-the-oldest-forms-of-life .
10. **Watanabe Y., Martini J.E, Ohmoto H.**, 2000, Geochemical evidence for terrestrial ecosystems 2.6 billion years ago., *Nature*. Nov.30;408(6812):574-8.
11. **Nisbet EG, Sleep NH.** 2001, The habitat and nature of early life., *Nature*. Feb 22;409(6823):1083-91.
12. **Панцхава Е.С.** Биохимия метаногенеза // Успехи биологической химии, 1985. – Т. XXV1.
13. **Yuichiro Ueno et all.** 2006, Evidence from fluid inclusions for microbial methanogenesis in the early Archaean era., *Nature* 440,516-519.
14. **Simonetta Gribaldo and Celine Brochier-Armanet,** 2006 “The origin and evolution of Archaea: a state of the art., *Philos. Trans. R Soc Lond B Biol Sci.*; 361(1470): 1007–1022.
15. **Дж.Ф. Кастинг,** Обзор: Метаногены и климат на Земле 10. www.wsyachina.narod.ru. 2006.
16. **Water: The Hub of Life** , www.ozh2o.com.
17. **Тревор Мейджор,** Книга бытия и происхождение угля, 1986. www.creationism.org.
18. **McQueen, R. David** (1986), «The Chemistry of Oil Explained by Flood Geology,» *Impact*, No. 155.
19. www.dopotopa.com/neft.
20. **Jaun V. and Thauer, R.K.**, Methyl-coenzyme M reductase and its nickel corphin coenzyme F430 in methanogenic archaea. In *Nickel and its Surprising Impact in Nature*, Vol. 2 of *Metal Ions in Life Sciences* (Sigel, A., Sigel, H., Sigel, R.K.O., eds). John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK, 2007.
21. **Артамонов В.И.** Биогеохимический метод поиска полезных ископаемых. «Зеленые оракулы». – М.: Мысль, 1989. *Iznedr.ru*. Высшие растения — биоиндикатор состояния водоемов www.bioind.narod.ru.
22. **Kurt O. Konhauser et al.** Oceanic nickel depletion and a methanogen famine before the Great Oxidation Event // *Nature* 458, 2009.
23. **Hahn J.H., Haug, P.**, 1986, Traces of archaeobacteria in ancient sediments, *Appl. Microbiol.* 7: 178-183.
24. **Соболева Е.В.** Состав хемофоссилий — геолого-геохимическая история нефти // *Вестник МГУ. Геология*, 2003. – Сер.4. – №2.
25. **Hahn, J.** Geochemical fossils of a possibly archaeobacterial origin in ancient sediments, *Zbl Bakt Hyg I Ahi Orig.*, 1982..
26. **Панцхава Е.С., Сыромятников Е.** // Доклады Академии наук СССР, 1973. – Т. 211. – №3.
27. **M. De Rosa, A. Gambagorta, A. Gliozzi,** 1986, Structure, biosynthesis, and physicochemical properties of archaeobacterial lipids, *Microbiol Rev.* 50(1).
28. **Добрянский А.Ф.** Химия нефти, 1961.
29. **Craig P. Marshall et al.**, 2007, Structural characterization of kerogen in 3.4 Ga Archaean cherts from the Pilbara Craton, Western Australia., *Precambrian Research*, Volume 155, Issues 1-2, Pages 1-2.
30. **Tzeng S.F., Bryant M.P., R. Wolfe.** Factor 420-dependent pyridine nucleotide-linked formate metabolism of *Methanobacterium ruminantium* // *J. Bacteriol.*, 1975. – V. 121.
31. **Панцхава Е.С.** Механизм биосинтеза метана у *Methanobacillus kuznecovii*. – М.: ИНБИ им. А.Н. Баха АН СССР. Докторская диссертация, 1977.
32. **Панцхава Е.С., Букин В.Н.** Фотообразование водорода из метанола и муравьиной кислоты фрагментами бесклеточного экстракта *Methanobacillus kuznecovii*. // Доклады Академии наук СССР, 1976.

33. Панцхава Е.С. Роль низкомолекулярных факторов *Methanobacillus kuzneseovii* в активирующем действии видимого света на образование метана и восстановление пиридиновых нуклеотидов //Биохимия, 1977. – Т. 42. – №3.
34. Никандров В.В., Панцхава Е.С., Красовский А.А. Фотобиохимические свойства дезафлавинового кофермента F420 //Биохимия, 1985. – Т. 50. – №10.
35. Никандров В.В., Панцхава Е.С., Красновский А.А. Световая активация дезафлавинового кофермента F420: сенсбилизация фотовосстановления NAD⁺, NADP⁺, метилвиологена и фотообразование водорода //Доклады Академии наук СССР, 1985. – Т. 261. – № 6.
36. Ma K., Zirngibl C., Linder D., Stetter K.O., Thauer R.K. N10-methylene-tetrahydromethanopterin dehydrogenase (H₂-forming) from the extreme thermophile *Methanopyrus kandleri* //Arch Microbiol. 1991; 156(1):43 – 48.
37. Boguslaw Lupa, Erik L. Hendrickson, John A. Leigh, and William B. Whitman , 2008, Formate-Dependent H₂ Production by the Mesophilic Methanogen *Methanococcus maripaludis*//Applied and environmental microbiology, nov. P. 6584–6590.
38. Yiliang Liu , Liejin Guoa,, Wei Yan , Hongtan Liu Yiliang Liu , Liejin Guoa,, Wei Yan , Hongtan Liu ; 2006, A composite visible-light photocatalyst for hydrogen production, Journal of Power Sources 159.
39. X. Chen, L. Liu, P. Y. Yu, S. S. Mao. Increasing Solar Absorption for Photocatalysis with Black Hydrogenated Titanium Dioxide Nanocrystals //Science, 2011. DOI,10.1126/science.1200448.
40. Василий Саков. Эффективный искусственный фотосинтез из Японии 25.12.2008. www.3dnews.ru.
41. Источники энергии, www.ximicat.com.
42. Администрация энергетической информации (АЭИ) Министерства энергетики США «International Energy Outlook 2008». shu.prupu.or .

БИОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА — ПРОИЗВОДСТВО БИОТОПЛИВА И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ УДОБРЕНИЙ. НОВАЯ УНИКАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПО ПОЛУЧЕНИЮ ЭНЕРГИИ ИЗ БИОМАССЫ

Молочный В. А., Росбиогаз

В 21 век мир вошел с огромной потребностью в энергии, добывать которую пока удобней по старинке, то есть, извлекая ее из традиционных, невозобновляемых ископаемых видов топлива: угля, нефти и природного газа. Есть еще и энергия атома: за последние 10 лет Россия, несмотря на трагический опыт Чернобыля, ввела в эксплуатацию новые энергоблоки на атомных станциях. В связи с последними событиями на АЭС «Фукусима-1» в Японии, многие страны мира отказались продолжать программы по развитию атомной энергетики. Для примера самое свежее сообщение: власти Германии заявили, что к 2022 году в стране не останется ни одной АЭС. Россия же, оставаясь крупнейшим поставщиком электроэнергии в соседние страны, сворачивать атомную энергетику не планирует. Между тем, ситуация на сегодняшний день складывается таким образом, что дефицит топлива и электроэнергии могут испытывать не только страны, лишенные природных ископаемых, но и страны-экспортеры нефти, угля и природного газа, в том числе и Россия. Всем известна сложившаяся недавно ситуация под

названием «бензиновый кризис», когда в некоторых регионах России из-за прекращения поставок топлива под угрозой оказалась посевная кампания.

Все эти события заставляют всерьез задуматься об извлечении энергии из чего-то другого. Здесь природа предоставляет человечеству выбор из так называемых нетрадиционных источников энергии — солнечной, ветровой, а также биогаза. Путешествуя по Европе, можно повсеместно увидеть ветрогенераторы, а также солнечные батареи на крышах жилых домов. Совсем недавно Евросоюз заявил, что к 2050 году Европа планирует переоснастить на электромобили. Наши западные соседи задумались об экологии и экономии на топливе уже давно, еще с 1950-х годов прошлого века там ведутся широкомасштабные научные исследования по вопросам получения энергии из нетрадиционных источников. Но интерес к альтернативной энергетике то возрастает при неблагоприятной конъюнктуре отпускных цен на энергию, то утихает при достижении выгодных договоренностей со странами-экспортерами природных ископае-

мых. Наши восточные соседи — Япония — не захотели зависеть от нефте- и газопроводов и сделали ставку на АЭС. Результат всем известен: в стране сложная радиационная обстановка, власти предпочитают умалчивать правду не только от мирового сообщества, но и от своих граждан.

Совершенно очевидно, что нам стоит учесть опыт своих соседей и приглядеться повнимательнее к нетрадиционным способам получения энергии. К тому же, есть и опробованная технология, которую можно использовать в практически любом регионе нашей необъятной страны от Калининграда до Владивостока. Речь идет о биогазе. Солнечный или холодный у вас регион, ветреный или безветренный — все это совершенно неважно, биогазовые установки для получения энергии можно внедрить и с успехом использовать в любом регионе России.

Немного о самом биогазе. Приставка «био» говорит о происхождении этого топлива. Биогаз вырабатывается из биомассы — неископаемых органических веществ биологического происхождения. То есть, тот же навоз свиней и крупного рогатого скота, птичий помет, отходы растениеводства или пищевой промышленности — из всего, что раньше выбрасывалось, сжигалось, утилизировалось — из всего этого можно производить биогаз. Получение биогаза экономически оправдано и является предпочтительным при переработке постоянного потока отходов (стоки животноводческих ферм, скотобоев, растительных отходов и так далее). Экономичность заключается в том, что нет нужды в предварительном сборе отходов, в организации и управлении их подачи; при этом известно, сколько и когда будет получено отходов. Получение биогаза особенно эффективно на агропромышленных комплексах, где существует возможность полного экологического цикла. Полученный биогаз используют для освещения, отопления, приготовления пищи, для приведения в действие механизмов, транспорта, электрогенераторов. Таким образом, ферма или иное сельскохозяйственное предприятие может стать полностью автономной и не зависеть от стоимости и регулярности поставок нефти, угля, дров и электроэнергии.

Принцип получения биогаза прост, как и все гениальное. Получение биогаза из органических отходов основано на их свойствах выделять

горючий газ в результате так называемого «метанового сбраживания» в анаэробных, то есть, без доступа воздуха, условиях. Биогаз, образующийся при метановом сбраживании, представляет собой смесь, состоящую из 50 – 80% метана, 20 – 50% углекислого газа, примерно 1% сероводорода, а также незначительного количества некоторых других газов (азота, кислорода, водорода, аммиака, закиси углерода и других). Напомним, что 1 м² метана при сгорании выделяет энергию, равную примерно 20 – 25 МДж.

В свою очередь, «метановое сбраживание» происходит при разложении органических веществ в результате жизнедеятельности двух основных групп микроорганизмов. Одна группа микроорганизмов, обычно называемая кислотообразующими бактериями, или бродильными микроорганизмами, расщепляет сложные органические соединения (клетчатку, белки, жиры) в более простые, при этом в сбраживаемой среде появляются первичные продукты брожения — летучие жирные кислоты, низшие спирты, водород, оксид углерода, уксусная и муравьиная кислоты. Эти менее сложные органические вещества являются источником питания для второй группы бактерий — метанообразующих, которые превращают органические кислоты в требуемый метан, а также углекислый газ.

В этом сложном комплексе превращений участвует великое множество микроорганизмов, по некоторым данным — до тысячи видов, но главные из них все-таки метанообразующие бактерии. Отметим, что они значительно медленнее размножаются и более чувствительны к изменениям окружающей среды, чем кислотообразующие микроорганизмы-бродильщики, поэтому вначале в сбраживаемой среде накапливаются летучие кислоты, а первую стадию метанового сбраживания называют кислотной. Потом скорости образования и переработки кислот выравниваются, так что в дальнейшем разложение субстрата и образование газа идут одновременно. И естественно, от условий, которые создаются для жизнедеятельности метанообразующих бактерий, зависит интенсивность газовыделения.

Как кислотообразующие, так и метанообразующие бактерии встречаются в природе повсеместно, в частности, в экскрементах животных. Считается, что в навозе крупного рогатого скота имеется полный набор микро-

организмов, необходимых для его сбраживания. И подтверждением этому является то, что в рубце и кишечнике жвачных животных постоянно идет процесс метанообразования. Следовательно, нет необходимости применять для получения биогаза чистые культуры метанообразующих бактерий для того, чтобы вызвать процесс брожения. Достаточно лишь обеспечить уже имеющимся в субстрате бактериям подходящие условия для их жизнедеятельности.

Для создания таких условий органические отходы сбраживаются в специальных бродильных камерах (биореакторах), где поддерживают строго анаэробную среду, а также соответствующие температурный и кислотный режимы и давление. Образование метана идет в достаточно широком интервале температур (от 8 до 60 °С), при этом при определенных температурах в процессе сбраживания участвуют определенные виды бактерий.

Обычно различают три характерных уровня температур, предпочтительных для отдельных видов бактерий. Психрофильный режим идет при температуре 8 – 20 °С, мезофильный — при 30 – 40 °С, термофильный — при 45 – 60 °С. Более производительными считаются термофильный и мезофильный режимы сбраживания. Для нормального протекания брожения необходима слабощелочная реакция среды (рН=6,7 – 7,6). При оптимальной (ровной) активности кислотообразующих и метановых бактерий (то есть при установившемся процессе брожения) значение рН поддерживается в желательных пределах «автоматически». Однако иногда кислотообразующие бактерии начинают размножаться быстрее, чем метановые, из-за чего концентрация летучих жирных кислот в бродильной камере возрастает и происходит так называемое «закисление», в результате чего выход биогаза снижается, а кислотность биомассы увеличивается. В этом случае в содержимое биореактора следует добавить горячую воду, известковое молоко, соду. При нарушении баланса между азотом и углеродом его восстанавливают добавлением в биомассу коровьей мочи.

Сбраживаемая органическая масса не должна содержать веществ (антибиотики, растворители и т. п.), отрицательно влияющих на жизнедеятельность микроорганизмов. Не способствуют «работе» микроорганизмов и неко-

торые неорганические вещества, поэтому нельзя, например, использовать для разбавления навоза воду, оставшуюся после стирки синтетическими моющими средствами.

Выработка биогаза зависит и от многих других причин. Например, на поверхности органической массы периодически образуется плавающая корка, мешающая выходу биогаза. Поэтому ее необходимо устранить, перемешивая содержимое биореактора 1 – 2 раза в сутки. Перемешивание способствует также равномерному распределению температуры и кислотности в биомассе, находящейся в камере сбраживания.

При нормальной работе реактора получаемый биогаз содержит 60 – 70% метана, 30 – 40% двуокиси углерода, небольшое количество сероводорода, а также примеси водорода, аммиака и окислов азота. Наиболее эффективны реакторы, работающие в термофильном режиме при 43 – 52 °С. При продолжительности обработки навоза 3 дня выход биогаза на таких установках составляет 4,5 л на каждый литр полезного объема реактора. В исходную массу для интенсификации процесса анаэробного сбраживания навоза и выделения биогаза добавляются органические катализаторы, которые изменяют соотношение углерода и азота в сбраживаемой массе. В качестве таких катализаторов используются глюкоза и целлюлоза.

Остаток, образующийся в процессе получения биогаза, или как его еще называют — шлам — содержит значительное количество питательных веществ и может быть использован в качестве удобрения. Состав остатка, полученного при анаэробной переработке животноводческих отходов, зависит от химического состава исходного сырья, загружаемого в реактор. В условиях, благоприятных для анаэробного сбраживания, обычно разлагается около 70% органических веществ, а 30% — содержится в остатке.

Основное преимущество анаэробного сбраживания заключается в сохранении в органической или аммонийной форме практически всего азота, содержащегося в исходном сырье.

Метод анаэробного сбраживания наиболее приемлем для переработки животноводческих отходов с точки зрения гигиены и охраны окружающей среды, так как обеспечивает наибольшее обеззараживание остатка и устранение патогенных микроорганизмов.

Жидкая фаза навоза после анаэробной переработки обычно отвечает требованиям, предъявляемым к качеству сточных вод природоохранными органами. Поскольку степень сбраживания, то есть, разложения органического вещества, достигает 30 – 40% и благодаря этому в основном происходит распад биологически нестабильных органических соединений, шлам лишен запаха, свойственного исходному субстрату. Гигиенический эффект анаэробного брожения обуславливается, прежде всего, тепловым воздействием в течение определенного отрезка времени. Отработанная жидкая органическая масса поступает через выгрузочную камеру в резервуар сброженной массы, а оттуда перекачивается в цистерны, с помощью которых вносят на поля обычную навозную массу.

На крупных свиноводческих и птицеводческих предприятиях ежегодно образуется более 3 млн. тонн органических отходов по сухому веществу, переработка которых позволит получить большое количество биогаза и соответственно миллионы киловатт энергии. Кроме того, в России имеется еще достаточно большое количество негазифицированных семейных подворий. Опыт стран, не обеспеченных природным газом (например, Китая), показывает, что отдаленные сельские местности целесообразно газифицировать с помощью малых биоустановок, работающих на органических отходах семейных подворий.

По данным Росстата за 2010 год, среднегодовое поголовье свиней в хозяйствах России составляло почти 17 млн. голов; для крупного рогатого скота эта цифра превышала 20 млн., для поголовья овец и коз соответственно около 22 млн., для птиц — около 35 млн. голов. Количество навоза и помета от такого поголовья в год: от свиней — 38,25 млн. т, от крупного рогатого скота — более 230 млн. т, овец и коз — 14,6 млн. т, птицы — 1,6 млн. т. И вся эта биомасса, из которой можно с пользой для себя и общества извлекать биогаз, остается невостребованной.

Теперь мы уже знаем, что самые обычные органические отходы сельского подворья — навоз животных, огородная ботва, сорняки и другая «органика» — в определенных условиях смогут стать источником столь необходимого в домашнем хозяйстве горючего газа, который сгодится для приготовления

пищи, отопления помещения и получения горячей воды.

Биогаз если не полностью, то хотя бы частично может обеспечить потребности сельских жителей, владельцев дачных и садовых участков в топливе. Кроме того, при производстве биогаза отходы полностью идут в дело, в результате не только улучшается санитарное состояние территории, уничтожаются возбудители инфекционных заболеваний, исчезает неприятный запах гниющих растений, гибнут семена сорняков, но и образуются ценнейшие высококачественные органические удобрения, обладающие повышенным гумусным потенциалом.

Полученный в результате переработки биомассы биогаз целесообразно использовать в качестве источника получения теплоты. Его можно, например, применять непосредственно для подогрева воды, которая в этом случае пропускается через теплообменник — в этом случае потери энергии минимальны. Вторая возможность — использование биогаза в двигателе внутреннего сгорания, например, для привода электрогенератора, причем вода из системы охлаждения двигателя поступает в теплообменники. Опосредованный перенос теплоты с помощью теплового насоса связан с относительно высокими первоначальными затратами. Однако эта система утилизации теплоты представляет собой очень хороший способ использования энергии, в особенности там, где тепловой насос работает в сочетании с газовым двигателем и испаритель (или конденсатор) находится в непосредственном контакте со сбраживаемой массой. При получении электрического тока с помощью приводимого газовым двигателем генератора справедливо следующее отношение: 1 кубический метр биогаза дает 1,6 кВт/ч электроэнергии. Теплоту, получаемую при эксплуатации электрогенераторов в сельскохозяйственном производстве, можно использовать для следующих целей:

- подогрева воды для бытовых нужд и содержания скота;
- отопления жилых помещений;
- подогрева воздуха для сушилок или создания нужного микроклимата в животноводческих помещениях;
- для создания необходимой температуры брожения в биогазовых реакторах;
- отопления теплиц.

Интерес к биогазовым установкам в России стал появляться после того, как наши ближайшие соседи, а именно: Латвия и Украина еще несколько десятилетий назад внедрили и успешно использовали их в совхозах и птицефабриках. Почему же российские сельхозпроизводители столько лет не заостряли внимание на этом вопросе? Причина очевидна: почивая на лаврах страны-экспортера природных ископаемых, легче и проще кинуть в топку уголь, чем организовывать новый технологический процесс. Тогда почему сейчас все обратили взор на альтернативные источники энергии, и даже владелец небольшой фермы задумался об экономии? На этот вопрос легче всего ответить с помощью динамики роста цен на энергоносители, скажем, за последние 20 лет. Прибавить сюда общий рост цен, отсутствие поддержки сельхозпроизводителя со стороны государства, налоговое бремя — и стремление к экономии становится более чем понятным.

Компания «Росбиогаз» предлагает сельхозпроизводителям и предприятиям перерабатывающей промышленности решение проблемы с дорогими энергоносителями, а именно — услуги по установке и обслуживанию систем для производства биогаза. На сегодняшний день мы предлагаем два вида биогазовых установок: индивидуальные биогазовые установки, рассчитанные на небольшие фермерские хозяйства, и модульные биогазовые установки, рассчитанные под любой объем сырья. Индивидуальные биогазовые установки предназначены для малого объема загружаемого сырья, хорошо подходят для небольших фермерских хозяйств. Минимальный объем лимитируется только целесообразностью ее приобретения и выполняется под заказ. Модульные биогазовые установки могут состоять из любого количества модулей, которые можно наращивать в любое время: при расширении производства, либо по мере очередного этапа финансирования.

В течение нескольких десятилетий в стране в небольших масштабах работали традиционные технологии биогазовых установок. Однако широкому их распространению мешал и продолжает мешать ряд объективных причин. Прежде всего, традиционная технология ориентирована на устоявшиеся, крупные сельскохозяйственные предприятия, так как экономическая целесообразность старой

технология возможна только при больших объемах реактора. Установка системы предполагала серьезные общестроительные работы и полную остановку процесса выработки биогаза при регламентных работах. Кроме того, средний расчетный срок эксплуатации традиционных установок не превышал 10 лет. А самое важное то, что при наращивании поголовья скота и соответственно объемов отходов, увеличить объем резервуара биогазовой установки не представлялось возможным. Продать ее на более мелкую ферму также было невозможно из-за ее монолитности, то есть, установка вообще не подлежит демонтажу.

В отличие от традиционных технологий, предлагаемых различными производителями, компания «Росбиогаз» предлагает современные модульные системы, позволяющие трансформировать биогазовую установку в зависимости от ваших потребностей. Средний расчетный срок эксплуатации поставляемых нашей компанией биогазовых установок составляет 50 лет. За это время вы можете наращивать модульность вашей установки в зависимости от потребностей. Особо стоит отметить, что наши установки собираются под любое количество сырья: от индивидуальных биогазовых установок, до систем промышленного масштаба. Установки для получения биогаза от компании «Росбиогаз» можно легко перенести на новую площадку: частично или полностью. То есть, без проблем осуществляется перенос системы на другую ферму или продажа биогазовой установки. Одним из важных моментов является то, что при регламентных работах на наших установках нет необходимости полностью останавливать рабочий процесс — производство биогаза будет продолжено. Таким образом, основными отличиями наших биогазовых установок являются большой расчетный срок эксплуатации, возможность переноса и наращивания с помощью дополнительных модулей.

Специалисты компании «Росбиогаз» осуществляют полный цикл по внедрению биогазовых установок на ваше предприятие. Работы начинаются с разработки проектной документации на комплекс по производству биогаза, а также просчета эффективности. Затем наши специалисты монтируют установку «под ключ» или по варианту «шеф-монтаж». На этом наше взаимодействие с заказчиком не заканчивается: после завершения монтажных

работ мы обучаем ваших сотрудников работе с биогазовой установкой, а в течение всего срока ее эксплуатации выполняем все предусмотренные регламентные работы (50 лет). Также у наших заказчиков есть возможность постоянно получать бесплатные консультации по всем вопросам, связанным с эксплуатацией биогазовой установки.

В заключение хочется еще раз обратить внимание на экономическую ситуацию современной России. Как выяснилось, жители 30-километровых зон вокруг АЭС платят за электроэнергию по повышенным тарифам, жители угольных бассейнов закупают уголь для отопления своих подсобных хозяйств по рыночным ценам, жители городов, где дымят нефтеперерабатывающие заводы, заправляют автомобили бензином по завышенным ценам. То есть, статус региона-добытчика полезных ископаемых людям не приносит ничего, кроме головной боли! Ведь платить приходится не только деньгами, но и здоровьем. Экологическая обстановка во многих городах близка к критической: реки загрязнены промышленными стоками, леса вырублены или сожжены лесными пожарами, беспощадно истребляется флора и фауна. Причем все это происходит по принципу: сосед так делает, и я тоже

так буду делать. Так сложилось, что в России очень много делается с оглядкой на других. Значит пришла пора показать людям другой пример. Доказать, что можно жить без угля и дров, обеспечивая свое хозяйство теплом с помощью безотходной технологии получения биогаза. И будьте уверены: если в регионе появятся одна – две биогазовые установки, то через несколько лет они заполнят все, как грибы после дождя. Здесь важно начать и показать на собственном примере правильное отношение к экономии средств и проявить экологическую сознательность. Когда-нибудь России все равно придется вставать на рельсы новых технологий и учиться добывать энергию из нетрадиционных источников. И лучше начать это делать сейчас, чем дожидаться полного истощения полезных ископаемых. Отойти от привычных стереотипов всегда непросто, но когда есть надежный партнер в лице компании «Росбиогаз», то все вопросы, связанные с извлечением принципиально нового топлива по современной технологии, будут решаться совместно с профессионалами. А каждый шаг, сделанный в этом направлении, даст нашей стране и нашим детям надежду на будущее....

Ключевые слова: нетрадиционные источники энергии, биогаз, автономное энергоснабжение, биогазовые установки

ПРОБЛЕМЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В СЕЛЬСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

Кешуов С.А., Барков. В.И., Казахский НИИ механизации и электрификации сельского хозяйства

Смена экономического курса, переход к рыночной экономике и структурная перестройка — все это не могло не оказать влияния на развитие такого нетрадиционного направления как биоэнергетика, возникшего на стыке энергетики, экологии и биологии. К отрицательным факторам относятся отсутствие финансовых средств у сельхозпредприятий и государства, что приостановило активное внедрение этого направления; к положительным — появление новых форм собственности, разукрупнение сельскохозяйственного производства, которые способствовали созданию оборудования и технологий по переработке биомассы. Рыночная экономика самым серьезным образом постави-

ла вопрос о решении ряда проблем, во-первых, энергосбережения — использование биомассы в «малой локальной» энергетике, во-вторых, необходимость снабжения сельского хозяйства ценным органическим удобрением, которое улучшает плодородие почвы и увеличивает урожайность, в-третьих, обеспечение экологической безопасности.

В Советском Союзе уже с 1957 года проводились исследовательские работы по применению биогазовых и биогумусовых установок в сельском хозяйстве, были созданы научно-технические основы использования биомассы как источника высококачественных органических удобрений и биогаза.

Мировой опыт создания, разработки и эксплуатации биогазовых установок показывает, что аналогичные направления имеются в России (АО Центр «ЭкоРос», АО «ЭкоБио», АО «Стройтехника-Тульский завод»), из стран ближнего зарубежья на Украине (ZORG), в Беларуси и Кыргызстане (ОФ «Флюид»), а из стран дальнего зарубежья — в Китае, Индии, Германии («Ubitec GmbH», «Eltaga laisensing GmbH», «Brachthfluser GmbH», «Agri.capital GmbH»), Дании, Великобритании (ANOX), США и Японии (о.Хоккайдо). В Швейцарии работает 67 биогазовых установок, в Германии действуют около 4 тыс. крупных биогазовых установок в фермерских хозяйствах, в Японии на острове Хоккайдо установлено 50 установок, а всего — 70, в Китае эксплуатируются около 7 млн. небольших биогазовых установок, в Индии — более 1 млн. установок.

В странах ЕС принят проект по защите климата «20 – 20 – 20» — к 2020 г. снизить выбросы в атмосферу на 20% и обеспечить долю ВИЭ и биогазовых установок в энергобалансе 20%.

Масштабы производства биогаза в ЕС составляют: Германия — 2401,6 тыс. т н. э., Великобритания — 1590,9 тыс. т н. э., Франция — 403,2 тыс. т н. э., Италия — 387,6 тыс. т н. э., Нидерланды — 173,1 тыс. т н. э. Всего по странам ЕС — 5732,1 тыс. т н. э.

В Казахстане по результатам анализа статистических данных по животноводству установлено, что около 60% КРС находится в малых агроформированиях с поголовьем до 50 гол., до 20% — до 100 гол., до 10% — до 300 гол., следовательно, для обеспечения их биоэнергетическими установками необходимо разработать типоразмерный ряд малых установок с объемами биореактора 5, 10, 20, 40 и 80 м³.

Процесс анаэробного метанового сбраживания — это сложный микробиологический процесс, в котором бактерии в совокупности с другими группами микроорганизмов выполняют колоссальную химическую работу. При их участии происходит разложение сложных органических веществ растительного и животного происхождения до простых минеральных соединений: углекислоты, аммиака, нитратов, сульфатов и др. Для жизнедеятельности бактериям необходимы энергия и питательные вещества. Способы добывания энергии и питательных веществ у бактерий чрез-

вычайно разнообразны. Одни из бактерий (гетеротрофы) нуждаются в готовых органических веществах — аминокислотах, углеводах, витаминах, которые должны присутствовать в питательной среде, так как сами не могут их синтезировать. Другие микроорганизмы получают энергию при окислении кислородом, а третьи — сбраживанием (без участия кислорода) органических веществ.

Согласно современным воззрениям, анаэробное метановое сбраживание биомассы проходит через четыре последовательных этапа (рис. 1) [1 – 3]:

этап гидролиза сложных биополимерных молекул (белки, липиды, полисахариды и др.) на более простые мономеры, аминокислоты, углеводы и др.;

этап ферментации образовавшихся мономеров до еще более простых веществ — низших кислот и спиртов, аммиака и сероводорода;

ацетогенный этап (образование водорода, углекислого газа, аниона ацетата и аниона формиата);

метаногенный этап, который ведет к конечному продукту расщепления — метану.

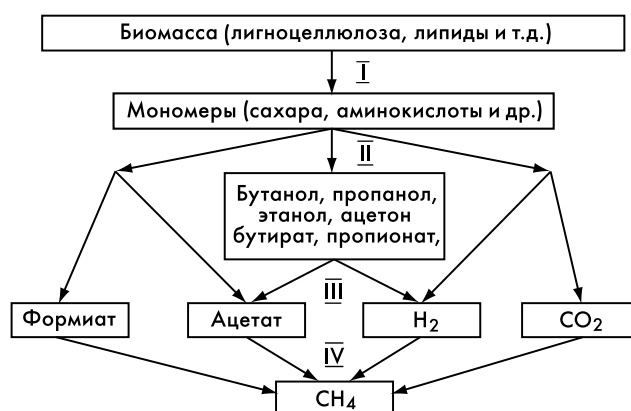


Рис. 1. Схема анаэробной конверсии биомассы

В биологии критерием оптимальности биологических процессов считают энтропию, как меру неопределенности или разнообразия возможных состояний системы. Если система может находиться в одном из n равновероятных состояний, то энтропия равна:

$$H = -\sum_{i=1}^n P_i \log P_i, \quad (1)$$

где: \log — логарифм по основанию 2; n — число состояний. P_i — вероятность i -го состояния.

Если вероятности равновероятны, то $P_i = 1/n$, тогда энтропия определяется:

$$H = -\sum_{i=1}^n \frac{1}{n} \log n = \log n. \quad (2)$$

Энтропия служит мерой свободы системы: чем больше состояний доступно системе, тем больше энтропия. Отсюда вытекает экстремальный принцип, позволяющий находить устойчивое равновесное состояние биосистемы в биореакторе. Это принцип максимума энтропии:

$$H(X) = -\sum_i P(x_i) \log \frac{1}{P(x_i)} \rightarrow \max, \quad (3)$$

где x_i — i -й вид бактерий.

Получаем парадоксальный вывод: для увеличения эффективности сбраживания необходимо создать в субстрате условия для развития максимального числа видов бактерий, а не одного, как это принято в известных технологиях.

Метаногенные сообщества микроорганизмов, работающие при разных температурах, различаются по видовому составу, скоростям реакций и уровню регулирующих факторов. Они функционируют с наибольшей скоростью при сбалансированной численности бактерий в группах.

Следовательно, для соблюдения этого принципа при работе биореактора необходимо, чтобы варьируемые переменные, т.е. вероятности развития всех видов бактерий, были равны. На практике этот вывод означает, что в биореакторе необходимо создать зоны брожения с различными температурными режимами: психрофильным, мезофильным и термофильным.

В этих температурных режимах брожения количество видов бактерий, развивающихся в субстрате, пропорционально числу психрофильных, мезофильных и термофильных ассоциаций микроорганизмов, следовательно, энтропия будет иметь максимальное значение. Если используется только один вид брожения, то развивается один вид бактерий, тогда число возможных состояний системы сводится к минимуму, и величина энтропии также уменьшается до минимального значения, а при $n=1$, $H = \log 1 = 0$.

Таким образом, устойчивость и интенсивность процесса метанового сбраживания в биореакторе зависит от сбалансированности всех стадий процесса, оптимального взаимодействия всех групп микроорганизмов в каждой зоне.

Количество бактерий в 1 мл субстрата при любом микробиологическом процессе, протекающем непрерывно, обуславливается скоростью разбавления культуры, т.е. дозой загрузки в биореактор. Эту зависимость можно выразить уравнением [1]:

$$\frac{dx}{d\tau} = (V_{\text{рост}} - V_{\text{разб}}) x, \quad (4)$$

где: x — количество бактерий в 1 мл субстрата; τ — время протекания процесса; $V_{\text{рост}}$ — удельная скорость роста культуры; $V_{\text{разб}}$ — скорость разбавления культуры, зависящая от дозы загрузки.

Если $V_{\text{разб}} = V_{\text{рост}}$, то $\frac{dx}{d\tau} = 0$, т.е. количество

бактерий в субстрате остается постоянным.

Анаэробное брожение наиболее эффективно протекает при постоянном росте количества микроорганизмов, таким образом, условие интенсификации процесса имеет вид:

$$V_{\text{разб}} < V_{\text{рост}}, \text{ тогда } \frac{dx}{d\tau} \geq 0. \quad (5)$$

Зависимость скорости роста микроорганизмов от температуры среды описывается эмпирической формулой [1]:

$$\mu_m = 0,0130 \cdot t - 0,129, \text{ сут}^{-1} \quad (6)$$

где — температура процесса, °С.

Тогда:

при психрофильном режиме ($t = 20^\circ\text{C}$)

$$\mu_m = 0,0130 \cdot 20 - 0,129 = 0,13 \text{ сут}^{-1},$$

при мезофильном режиме ($t = 30^\circ\text{C}$)

$$\mu_m = 0,0130 \cdot 30 - 0,129 = 0,26 \text{ сут}^{-1},$$

а при термофильном режиме ($t = 55^\circ\text{C}$)

$$\mu_m = 0,0130 \cdot 55 - 0,129 = 0,58 \text{ сут}^{-1}.$$

Во-вторых, скорость роста зависит от скорости разбавления, которая зависит, как показано в условии (4), от дозы загрузки биореактора [3]:

$$D = \frac{Q_{\text{зс}}}{Q_{\text{св}}} 100, \quad (7)$$

где $Q_{\text{св}}$ — масса субстрата в биореакторе, $Q_{\text{зс}}$ — масса загружаемого субстрата.

Таким образом, анализ зависимостей (4)...(7) позволяет сделать вывод, что скорость роста микроорганизмов зависит от стадии процесса брожения, бактериального состава, температуры, дозы загрузки и времени протекания процесса.

Анализ исследований показывает, что для расчета выхода биогаза целесообразно использовать кинетическую модель Контто [1], которая учитывает температуру процесса, продолжительность сбраживания (экспозицию) и скорость роста микроорганизмов, тогда целевую функцию можно записать в виде:

$$B = B_{\text{ПРЕД}} C_{\text{ОВ}} \left(1 - \frac{K}{\mu_m \tau - 1 + K}\right) \rightarrow \max,$$

где B — выход биогаза с 1 м³ объема биореактора, м³/м³; $B_{\text{ПРЕД}}$ — предельный выход метана на единицу массы субстрата при бесконечно большой продолжительности процесса; $C_{\text{ОВ}}$ — концентрация органического вещества в субстрате, %; τ — продолжительность сбраживания, сут; K — кинетический параметр процесса.

Результаты теоретического расчета выхода биогаза в психрофильном, мезофильном и термофильном режимах, а также при одновременном сбраживании субстрата в различных режимах, приведены табл. 1 [1 – 4].

Таблица 1

Технологические параметры сбраживания субстрата в психрофильном, термофильном, мезофильном и комбинированном режимах

Температурный режим	Скорость роста микроорганизмов, μ_m , сут ⁻¹	Предельный выход биогаза, $B_{\text{ПРЕД}}$, м ³ /кг	Содержание органического вещества, $C_{\text{ОВ}}$, %	Выход биогаза с 1 м ³ биореактора, B , м ³ /м ³
Психрофильный	0,13	0,09...0,18	8,4	0,6...1,2
Мезофильный	0,26	0,18...0,4	8,4	1,2...2,16
Термофильный	0,58	0,32...0,6	8,4	2,16...4,13
Термофильный и мезофильный	0,26...0,58	0,18...0,6	8,4	3,36*...6,26**
Одновременно 3 режима	0,13...0,58	0,09...0,6	8,4	3,96*...7,46**

*- при продолжительности сбраживания 10...15 сут;

** - при продолжительности сбраживания до 30 сут.

Анализ полученных данных показывает, что выход биогаза в термофильном режиме составляет 2,16...4,13 м³/м³, в мезофильном режиме, соответственно — 1,2...2,16 м³/м³ и в психрофильном — 0,6...1,2 м³/м³, а при од-

новременном сбраживании субстрата в термофильном и мезофильном режимах — 3,36...6,29 м³/м³, при одновременном сбраживании в 3-х режимах — 3,96...7,46 м³/м³.

Таблица 2

Технология комбинированного сбраживания субстрата

№	Технологическая операция	Параметры, режимы	Величина
1	Гомогенизация субстрата	Плотность, кг/м ³	900...1050
		Влажность, %	88...92
2	Пастеризация исходного субстрата	Температура, °С	60...65
3	Загрузка в реактор	Доза, %	10...12
4	Перемешивание	Количество в сутки	10
5	Нагрев зоны психрофильного брожения	Психрофильная температура, °С	15...20
		Бактериальный состав	Психрофильные бактерии
		Скорость роста бактерий, сут ⁻¹	0,13
6	Нагрев зоны мезофильного брожения	Мезофильная температура, °С	30...35
		Бактериальный состав	Мезофильные бактерии
		Скорость роста бактерий, сут ⁻¹	0,26
7	Нагрев зоны термофильного брожения	Термофильная температура, °С	50...55
		Бактериальный состав	Термофильные бактерии
		Скорость роста бактерий, сут ⁻¹	0,58
8	Продолжительность процесса сбраживания	Время экспозиции, сут	10...15
9	Поддержание кислотно-щелочного баланса	Кислотность рН	6,0...8,2
10	Выгрузка в накопитель готового органического удобрения	Доза от объема биореактора, %	10
11	Сбор биогаза в газгольдере	Удельный выход биогаза, м ³ /м ³	до 3,36
		Давление, кПа	0,5...1,0
		Содержание метана, %	55...70

*- при продолжительности сбраживания 10...15 сут;

** - при продолжительности сбраживания до 30 сут.

Полученные данные подтверждаются опытом эксплуатации биогазовых установок в Дании, в которых первая стадия сбраживания происходит в основном реакторе, а затем субстрат перекачивается в дополнительную емкость, где происходит его окончательное доброживание. Этот метод позволяет увеличить выход биогаза до 4 м³/м³.

В результате проведенных исследований разработана усовершенствованная технология комбинированного сбраживания сельскохозяйственных биоотходов, которая приведена в табл. 2.

Блок-схема входных факторов, режимов работы и требований к биоэнергетической установке, обеспечивающих качество конечного продукта, показана на рис. 2.

В термофильном режиме степень разложения органических веществ составляет до 65%, в мезофильном — до 25%, и в психрофильном — до 10%.

Таким образом, каждая ассоциация микроорганизмов достаточно обеспечена питательными веществами, и в результате выход биогаза увеличивается на 10...15%.

Таким образом, в результате исследований обоснованы оптимальные параметры и режимы работы биоэнергетических установок для переработки отходов животноводства и разработана улучшенная технология анаэробного сбраживания, в основу которой положен принцип комбинированного использования психрофильного, мезофильного и термофильного режимов.



Рис. 2. Блок - схема входных факторов, технологии комбинированного сбраживания и эксплуатационно-технических требований к биоэнергетической установке, обеспечивающих качество конечного продукта

Ключевые слова: биогазовые технологии, биоэнергетическая установка, биогаз, органическое удобрение, анаэробное сбраживание, биомасса, метаногенные бактерии, обеззараживание, экологическая безопасность

ЛИТЕРАТУРА

1. Дубровский В.С., Виестур У.Э. Метановое сбраживание сельскохозяйственных отходов. — Рига: Зинатне, 1988.

2. Баадер В., Доне Е., Брендифер М. Биогаз: теория и практика /Пер. с нем. – М.: Колос, 1982.
3. Кирюшатов А.М. Использование нетрадиционных возобновляющихся источников энергии в сельскохозяйственном производстве. – М.: Агропромиздат, 1991.
4. Сеитбеков Л.С., Нестеров Е.Б., Некрасов В.Г. Микробиологическая анаэробная конверсия биомассы. – Алматы: «Эверо», 2005.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА В МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Афанасьева О.В., Мингалеева Г.Р., Учреждение Российской академии наук Исследовательский центр проблем энергетики Казанского научного центра РАН

Для России переход на автономное энергообеспечение — строительство малых, независимых от централизованной энергосистемы когенерационных источников энергии (мини-ТЭС), является своевременным и актуальным направлением, и это вполне объяснимо несколькими факторами.

С благоустройством существующих и развитием новых промышленных регионов нужно будет в кратчайшие сроки обеспечить их необходимыми мощностями. Так, согласно данным, предоставленным Федеральной службой государственной статистики в 2007 г., в стране не было удовлетворено заявок на подключение к электрическим сетям в объеме 2,3 ГВт, что составляет 12,6% требуемой мощности [1].

Для многих районов, не охваченных централизованным энергообеспечением, ввиду отсутствия технической возможности либо из-за загруженности по мощности существующих ТЭС, малая энергетика на базе использования современных технологий может стать наиболее приемлемым вариантом. При этом не стоит забывать, что удельная стоимость подключения к централизованным сетям уже достигла, а в ряде регионов превышает удельную стоимость самой когенерационной установки, т.е. в большинстве случаев соизмерима с объемом инвестиций в собственную мини-ТЭС [2].

В этом контексте мини-ТЭС обладает значительным потенциалом в выборе наиболее эффективного пути решения проблемы энергообеспечения небольших населенных пунктов, промышленных предприятий за счет широкого диапазона режимов эксплуатации, а также различных вариантов компоновок.

Одним из первоочередных вопросов при проектировании данных объектов является

выбор основного энергетического оборудования и топлива, на котором оно будет работать. При этом крайне важно использовать местные топливные ресурсы, что создает определенные условия автономности для малого энергетического объекта.

Большинство представленных на энергетическом рынке станций малой мощности рассчитаны на использование газообразного топлива. Однако в современных условиях поиска альтернативных источников энергии необходимо уже сейчас искать замену природному газу и нефти. Одним из вариантов альтернативного топлива может стать генераторный газ, получаемый при газификации различных видов твердого топлива — угля, торфа, сланцев.

К несомненным преимуществам твердого топлива, а для мини-ТЭС это приобретает особую актуальность, можно отнести мобильность его доставки и доступность. Доставка твердого топлива, к которому относятся каменные и бурые уголь, торф, горючие сланцы, может осуществляться наземным и речным путем в благоприятный для прохождения транспорта период. Кроме того, торф относится к возобновляемым энергетическим ресурсам. Так, ежегодно в мире образуется порядка 3,0 млрд. м³ торфа [3]. Россия располагает самыми большими запасами торфа — 32,7%, что позволяет рассматривать данный вид топлива как стратегический ресурс нашей страны. По запасам каменного и бурого угля Россия также занимает лидирующие позиции.

Для многих регионов нашей страны твердое топливо является местным, и в данном случае эффективнее замещать дорогостоящее привозное жидкое либо газообразное топливо генераторным газом, получаемым непосредственно

редственно на месте производства тепловой и электрической энергии. Сокращение объемов завозимого топлива позволит ослабить не только зависимость от его поставок, но и снизить величину ежегодных бюджетных дотаций для ряда регионов России, связанных с «северным завозом», а также нагрузку на транспортные магистрали. Кроме того, использование энергии различных видов твердого местного топлива послужит толчком для развития отечественного машиностроительного и химического комплекса, обусловленного спросом на энергетическое оборудование.

Газифицировать можно различные виды твердого топлива — от каменного, бурого угля, торфа, до промышленных отходов. С внедрением перспективных технологий переработки — газификации, пиролиза также достигается и значительное снижение эмиссии вредных выбросов (оксидов азота, серы, твердых частиц) по сравнению с традиционным сжиганием в топках котлов. Помимо этого на основе твердого топлива можно получать различные композиционные топлива — мазутоугольное, водоугольное, битумоугольное и т. д., близкие по своим эксплуатационным характеристикам к энергетическим топливам, сжигаемым в теплоэнергетических установках. Важно, что технология композиционного топлива позволяет создавать смеси с заданными свойствами по теплотворной и реакционной способности, составу минеральной части.

В литературе [4, 5] уже сейчас встречаются разработки, касающиеся возможности использования генераторного газа в современных газотурбинных (ГТУ) и газопоршневых установках (ГПУ), которые являются основным энергетическим оборудованием в составе мини-ТЭС. Сжигание низкокалорийного генераторного газа взамен природного вносит существенные изменения в конструкцию данных аппаратов, однако, начало данных исследований положено и имеются определенные результаты.

В литературных источниках встречаются единичные образцы типовых схем мини-ТЭС, работающих на различных видах твердого топлива [6, 7]. Вместе с тем, в нашей стране отсутствует нормативно-методическая база для развития объектов малой энергетики, в том числе и на твердом топливе. Нет четкой классификации малых тепловых электростанций, не разработаны комплексные подходы оценки эффективности данных объектов.

Авторами статьи выполняются исследования в области повышения эффективности использования твердого топлива в малой энергетике. На основании научно-технической и нормативной литературы создана классификация малых энергетических объектов, работающих на твердом топливе, в зависимости от применяемого основного энергетического оборудования и возможности производства побочных продуктов (рис. 1). При этом, как показал проведенный анализ, производство побочных продуктов в условиях мини-ТЭС эффективно в диапазоне мощностей 6 – 25 МВт, которые могут обеспечить ГТУ, что и отражено в классификации.

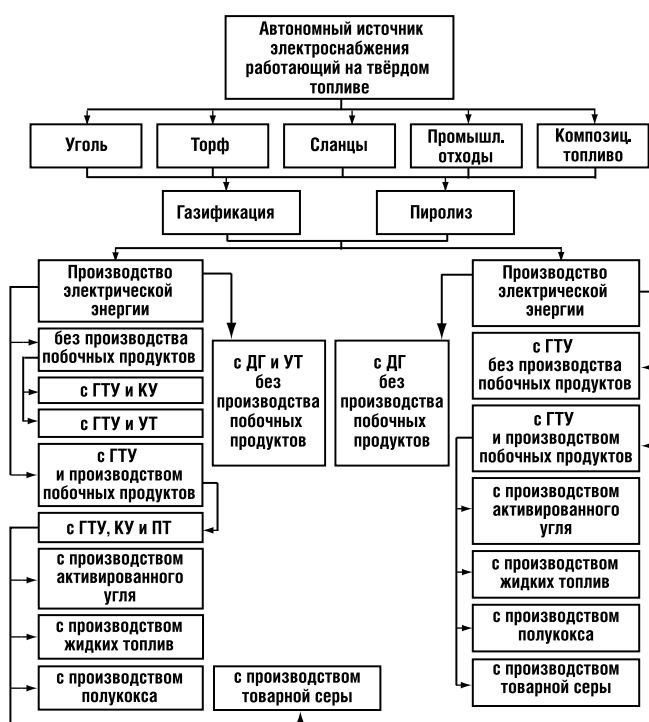


Рис. 1

Одним из важных аспектов при проектировании мини-ТЭС является возможность использования различных видов твердого топлива на энергетическом объекте, т.е. необходимо создание условий маневренности и взаимозаменяемости топливных ресурсов, чтобы комплектация станции была оптимально приспособлена под каждый из них. В советские времена все крупные угольные ТЭС были спроектированы под конкретную марку топлива, что усложняло процесс топливообеспечения станции. Для мини-ТЭС данная проблема может быть исключена.

Как один из вариантов решения данной задачи может стать «унифицирование» процесса газификации, который должен быть опти-

мален для всех видов твердого топлива. При этом необходимо учитывать качество твердого топлива и получать продукт – генераторный газ с постоянными характеристиками (по теплоте сгорания, составу) [8]. В настоящее время разработаны газогенераторы, которые могут работать на различных видах твердого топлива [9 – 11].

В представляемой статье рассмотрен вариант энергообеспечения промышленного предприятия посредством мини-ТЭС с использованием различных видов твердого топлива – каменного, бурого угля и торфа. В качестве промышленного предприятия, для которого рассчитывается мини-ТЭС, рассмотрен цементный завод небольшой мощности.

Производительность цементных заводов небольшой мощности в среднем 25 – 700 тонн цемента в сутки. Удельные затраты на единицу вырабатываемой продукции составляют для данных производств 90 – 130 кВт·ч/т [12].

При использовании мини-ТЭС в качестве основного источника питания ее мощность определяется на основании суточных и годовых графиков электрической нагрузки.

Годовая выработка электроэнергии вычисляется согласно выражению [13]:

$$W_{\Gamma} = P_{\text{M}} T_{\text{M}}, \quad (1)$$

где T_{M} — годовое число часов использования максимума нагрузки; P_{M} — максимум нагрузки предприятия.

Годовой максимум электрической нагрузки зависит от потребности предприятия в электрической энергии и числа часов использования максимума электрической нагрузки. Исходные данные для определения мощности мини-ТЭС:

производительность цементного завода — 255 тыс. т/год;

норма удельного расхода электроэнергии — 120 кВт·ч/т;

годовое число часов использования максимума нагрузки предприятия — 7095 ч;

коэффициент заполнения годового графика нагрузки предприятия — 0,81;

годовой максимум электрической нагрузки предприятия — 4014,9 кВт.

Согласно расчетам, при использовании мини-ТЭС в качестве основного источника энергоснабжения цементного завода производительностью 255 тыс. т/год ее мощность должна составлять 3,6 МВт.

Для расчетов принимается, что в качестве топлива на станции используются каменный, бурый уголь и торф. Каменный и бурый уголь являются привозным топливом, а торф – местным, станция малой мощности и цементный завод располагаются в г. Казани.

Всего в Республике Татарстан учтено 164 месторождения торфа в количестве 25,96 млн. т. Крупные по площади месторождения торфа в Республике Татарстан имеются в долинах Камы, Белой и других рек в Алькеевском, Алексеевском, Октябрьском, Лаишевском, Актанышском, а также в Агрызском, Аксубаевском, Тукаевском и Чистопольском районах. Самым крупным месторождением торфа считается Кулегашское в Актанышском районе. Большинство торфяников Татарстана — это торфяники низинного типа [14].

Каменный уголь в г. Казань ввозится с Кузнецкого и Кизеловского бассейнов, бурый — с Назаровского месторождения. Топливо на станцию доставляется железнодорожным транспортом, стоимость доставки рассчитывается по тарифам РЖД.

Торф перевозят в специальных торфовозных вагонах, четырехосных вагонах общего назначения. Также применяются специальные металлические двухосные вагоны типа «хоппер», что позволяет загружать в каждый до 25 т торфа. При доставке угля используют преимущественно четырехосные вагоны общего назначения грузоподъемностью 63 т и шестиосные — грузоподъемностью 93 т. Одновременное хранение угля и торфа на резервном складе не рекомендуется, но в исключительных случаях разрешается, если общее количество хранящегося на складе топлива не превышает 60 тыс. т. При этом для хранения угля и торфа выделяются специальные площадки, между которыми должно быть определенное расстояние. Учитывая, что торф, а также некоторые виды угля представляют собой материал высокой пожароопасности, организация складов и их эксплуатация должны соответствовать всем установленным нормативам [15].

Качественные характеристики топлива, а также основные исходные данные для расчета приведены в табл. 1.

Технологическая схема мини-ТЭС при использовании различных видов твердого топлива представлена на рис. 2.

Твердое топливо со склада направляется на

Таблица 1
Характеристики топлива, используемого на мини-ТЭС

Показатель	Каменный уголь марки Г Кизеловского бассейна	Каменный уголь марки Д Кузнецкого бассейна	Бурый уголь марки Б2 Назаровского месторождения	Торф фрезерный
Элементный состав, %:				
C^r	77,0	78,5	70,0	57,0
S^r	8,9	0,3	0,8	0,4
O^r	7,1	13,4	23,6	35,1
H^r	5,7	5,5	4,8	5,25
N^r	1,3	2,3	0,8	2,25
Зольность A^c , %	27	9,5	12	6,3
Влажность W^p , %	5	10,5	39	50
Выход летучих V^r , %	42	42	48	70
Теплотворная способность, Q_n^p , кДж/кг	21172,4	24828,9	13021,5	19705,2
Дальность доставки, км	699	2837	3030	-
Стоимость доставки, руб./т	669	1 641,77	1 589,62	-

станцию. Перед проведением процесса газификации топливо измельчается в молотковой мельнице. В газогенераторе под воздействи-

ем окислителей – пара и воздуха, происходит образование генераторного газа. Далее полученный генераторный газ, пройдя систему очистки и охлаждения, направляется в газотурбинную установку, где уже происходит выработка электроэнергии.

Продукты сгорания после ГТУ поступают в котел-утилизатор, где происходит выработка водяного пара. Полученный пар может быть использован на нужды потребителей, часть пара может быть направлена на проведение процесса газификации.

Как видно из рисунка, комплектация схемы при использовании как угля, так и торфа, не отличается. Подготовка всех видов твердого топлива перед газификацией предполагает его измельчение, при высокой влажности торфа (более 50 %) также требуется дополнительная сушка. Переход с одного вида топлива на другой в данном случае осуществляется за счет изменения режимных параметров газогенератора.

Для оценки эффективности данной схемы используется созданный авторами программный комплекс для ЭВМ «Расчет технологической схемы мини-ТЭС, работающей на твердом топливе» [16]. Данная программа позволяет проводить технико-экономические расчеты с определением тепловой и эксергетической эффективности отдельных аппаратов и всей схемы в зависимости от качественных характеристик топлива и необходимой мощ-

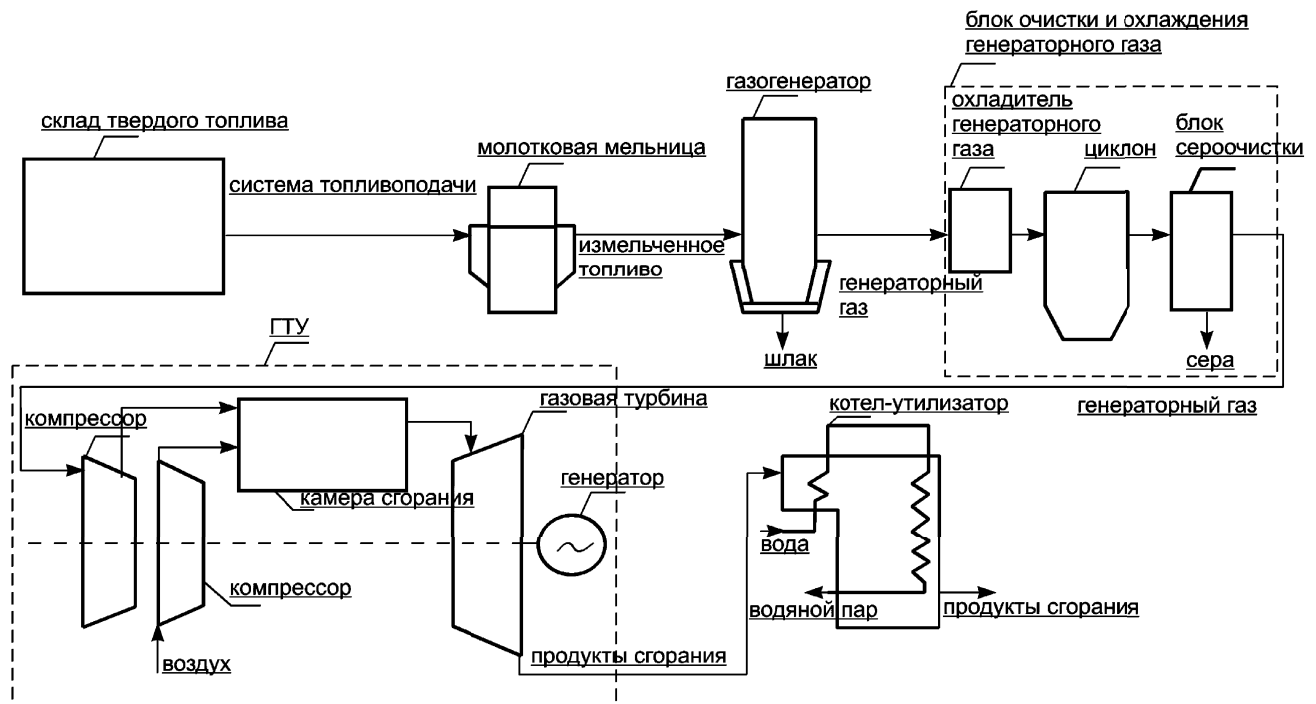


Рис. 2

ности. Рассчитываются капиталовложения, эксплуатационные расходы, вычисляется стоимость тепловой и электрической энергии с учетом доставки топлива, а также коэффициент термoeкономической эффективности, который зависит от эксергетической эффективности схемы и основных технико-экономических показателей — капиталовложений, эксплуатационных расходов, стоимости и дальности доставки топлива.

Результаты расчетов по каждому виду топлива для данной технологической схемы приведены в табл. 2 (в ценах 2011 г.).

Программный комплекс содержит базу

Таблица 2

Результаты расчетов для мини-ТЭС

Тепловая эффективность схемы, η_t , %	Эксергетическая эффективность схемы, η_{ex} , %	Термoeкономическая эффективность, φ , %	Себестоимость электрической энергии $C_{эл}$, руб/кВт·ч	Себестоимость тепловой энергии $C_{тепл}$, руб/Гкал
Каменный уголь марки Г Кизеловского бассейна				
33,5	7	2,7	1,117	2019,77
Каменный уголь марки Д Кузнецкого бассейна				
34,7	12,4	3,2	1,477	2669,77
Бурый уголь марки Б2 Назаровского месторождения				
34,2	10,8	4,6	1,934	3496,51
Торф фрезерный				
33,6	11,1	5,0	0,6	1151,16

данных по оборудованию отечественного производства. Расчеты проведены для мощности мини-ТЭС 4,1 МВт (ГТУ- 4П). Для достижения необходимых мощностей схему можно комплектовать и другим оборудованием, например, ГТЭ-1,2 и ГТП-2,5.

Стоимость энергии, производимой на тепловых станциях, в общем случае рассчитывается как отношение суммы годовых эксплуатационных затрат на годовой отпуск

энергии. Однако строительство собственной электростанции повышает цену вырабатываемой энергии на величину инвестиционной составляющей по сравнению с эксплуатационными издержками действующих электростанций.

В этой связи расчет стоимости энергии на мини-ТЭС необходимо осуществлять с учетом инвестиционной составляющей (табл. 3). Процентная ставка кредитов для малых промышленных предприятий составляет в среднем 17,5%. Для расчетов принято, что финансирование осуществляется частным инвестором. Подробно определение инвестиционной составляющей в стоимости энергии, вырабатываемой на мини-ТЭС, приведено в работе [17].

Как показывают полученные данные, ис-

Таблица 3

Стоимость электрической энергии с учетом инвестиционной составляющей

Вид твердого топлива	Стоимость электрической энергии на мини-ТЭС, руб/кВт·ч
Каменный уголь марки Г	2,57
Каменный уголь марки Д	1,75
Бурый уголь марки Б2	2,04
Торф	1,20

пользование местного топлива – торфа, по показателям ничуть не уступает привозному углю, а по некоторым — даже превосходит. Более того, отсутствие транспортной составляющей делает этот вид топлива довольно перспективным. Что касается различных марок угля, то по стоимости вырабатываемой энергии и по показателям эффективности, наилучшие показатели у каменного угля марки Д Кузнецкого бассейна.

Следовательно, выбор вида твердого топлива зависит от собственника станции, как правило, который руководствуется доступностью энергоисточника, так как согласно результатам расчета все варианты являются реализуемыми.

Ключевые слова: малая энергетика, твердое топливо, автономность, эффективность, стоимость энергии, инвестиционная составляющая

ЛИТЕРАТУРА

1. Филиппов С.П. Малая энергетика в России //Теплоэнергетика, – М., 2009. – №8.
2. Аксель В.А. Мини-ТЭС на базе микротурбинных установок //Новости теплоснабжения. – М., 2009. – № 2.
3. Лаптев А.Г., Лапчедульче Н.К., Сергеева Е.С. Комплексное использование торфа в энергетике //Труды Академэнерго, 2007. – № 4.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Федерального агентства по науке и инновациям (гос. контракт № 02.740.11.0685) в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы)

4. Сулимов Д.Д. Газотурбинные установки ОАО «Авиадвигатель» для работы на синтез-газе, полученном в результате газификации угля // Теплоэнергетика. – М., 2010. – №2.
5. Немков В.В. Древесина, торф, уголь — полноценная и быстрокупаемая замена бензина, дизтоплива, природного газа // Труды Международной научно-практической конференции «Малая энергетика - 2005». – М., 2005.
6. Блохин А.И., Карев А.Н., Кенеман Ф.Е., Стельмах Г.П. Угольные мини-ТЭС с внутрицикловым пиролизом топлива // Электрические станции, 2005. – № 7.
7. Ноздренко Г.В., Овчинников Ю.В. Экологическая газотурбинная мини-ТЭЦ на угле. Физико-технические и экологические проблемы теплоэнергетики, 1993.
8. Патент № 2408660. Россия. С10J3/48. Способ поддержания заданного режима газификации водугольной суспензии. Авторы: Э.В. Шамсутдинов, Г.Р. Мингалеева, О.В. Афанасьева, С.С. Вандышева.
9. Сучков С.И. Экспериментальная разработка системы газификации твердого топлива для ПГУ // Теплоэнергетика. – М., 1998. – № 6.
10. Газогенераторы. Эдвайс-Украина. www.advice.-ua.com.
11. Направления инжиниринговой и инновационной деятельности Концерна «ЕвразЭнергоПром». – Екатеринбург: Концерн «ЕвразЭнергоПром», 2010.
12. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – М.: МЭИ, 2006.
13. Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б., Головкин Н.Н. Технические и экономические критерии выбора мощности мини-ТЭЦ на промышленных предприятиях (Часть 1) // Промышленная энергетика, 2006. – №4.
14. Акчурин Т.М., Горбунов С.А., Дроздов А.В. Минеральные ресурсы Республики Татарстан / Под ред. Р.Х. Муслимова и др. – Казань: ДАС, 2000.
15. Бабкин Р.Л. Хранение угля и торфа на электростанциях. – М.: Энергоиздат, 1982.
16. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2010616246. Расчет технологической схемы мини-ТЭС, работающей на твердом топливе. Авторы: Г.Р. Халитова, О.В. Афанасьева, Г.Р. Мингалеева.
17. Афанасьева О.В., Мингалеева Г.Р. Определение инвестиционной составляющей в себестоимости энергии угольных мини-ТЭС // Труды X Международного симпозиума «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение». – Казань, 2009.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС СОВРЕМЕННОЙ МОЛОЧНО-ТОВАРНОЙ ФЕРМЫ

Генералов С.А., Кабаков А.П., Волгоградская Государственная сельскохозяйственная академия

Из официального отчета [1] администрации Волгоградской области «Основные направления развития АПК по обеспечению продовольственной безопасности Волгоградской области от 08. 12. 2010 г.» следует, что, несмотря на планируемое увеличение производства молока к 2012 г., дефицит составит 252,0 тыс. т. Это составляет 52,5 % к произведенному в 2009 г. 479,8 тыс. т молока). По мясу говядины, несмотря на планируемое увеличение производства к 2012 г. на 36 тыс. т, дефицит составляет 41,9 тыс. т в живом весе (что составляет 51,3% по отношению к производимому $38,2 \times 2,14 = 81,7$ тыс. т в живом весе).

В итоге в Волгоградской области необходимо дополнительно увеличить молочное стадо на 63 тыс. гол. (при надое 4000 л/год) и мясное стадо — на 105 тыс. голов (при живом весе 400 кг.)

Возникает вопрос: если эту работу делать, то есть создавать эти стада, то в какой форме организовывать хозяйства: в крупнотовар-

ной — 1000 и более коров или в мелкотоварной — 20...30 коров? В СССР планомерно развивалось крупнотоварное сельскохозяйственное производство. В настоящее же время основным поставщиком молока и мяса являются личные подсобные хозяйства. Однако физические возможности человека ограничены. А для того, чтобы содержать 20 коров, необходимо каждый день приготовить и раздать корма (1 т), подать воды не менее 1 м³, убрать 0,8 т навоза, надоить 400 л молока за 3 дойки и прочее.

Т.е. современная малая молочнотоварная ферма (ММТФ) должна быть по своей сути высокомеханизированным и автоматизированным предприятием по выпуску продукции. Примерный перечень оборудования для ММТФ: водоподъемник, поильное оборудование, измельчитель корнеплодов, измельчитель грубых кормов, измельчитель зерновых кормов, запарник грубых кормов, смеситель

и раздатчик кормов, оборудование для дойки, оборудование для первичного охлаждения молока, оборудование для уборки навоза, вентиляционное оборудование, обогрев, освещение, противопожарное оборудование и т. д.

По сложившимся в России прежним технологиям, энергозатраты, в частности, на содержание КРС молочного направления, составляют: электроэнергии — 517 кВт·ч и тепловой энергии — 760 Мкал на одну корову в год, что дает суммарное потребление энергии — около 5000 МДж или среднегодовую мощность потребления — 160 Вт.

На коровник из 20 коров средняя потребляемая мощность составит 3,2 кВт.

Вместе с тем цена на электроэнергию поднимается на 25% в год, к тому же в России громадные пространства и подводка ЛЭП к хозяйству обходится не менее 1 млн. руб на удаление 500 м. Таким образом, возникает задача создания автономного (энергонезависимого) фермерского хозяйства (АФХ).

Где взять энергию, обеспечивая автономность, т. е. энергонезависимость фермерского хозяйства? Постоянно можно получать энергию только оттуда, где она может возобновляться. Это энергия солнца, ветра и биоэнергии органических отходов.

На наш взгляд, для коровника основным возобновляемым источником энергии должна стать биоконверсия навоза в биогаз, т.к. навоз стабильно получается в объеме более 800 кг/сутки от 20 коров вне зависимости от изменений погоды. А энергию солнца и ветра из-за их суточной и сезонной нестабильности лучше использовать на вспомогательные цели, уменьшающие общее энергопотребление.

В навозе остается до 40% солнечной энергии (к. п. д. коровы — 60%), запасенной растениями в процессе фотосинтеза.

Для прокорма 1 коровы нужно иметь кормовое угодье площадью 0,5 га (рис. 1).

За год из навоза 1 коровы можно выработать 730 м³ биогаза (60% метана) со средней теплотой сгорания 22 МДж/м³.

Таким образом, из навоза 1 коровы в течение 1 года можно получить энергию в виде биогаза в количестве:

$$A_1 = 730 \text{ м}^3 \times 22 \text{ МДж/м}^3 = 16,1 \text{ тыс. МДж/год.}$$

Для наглядности — это эквивалентно 500 л (или 2,5 бочки) бензина с теплотворной способностью 7440 ккал/л = 31,1 МДж/л.

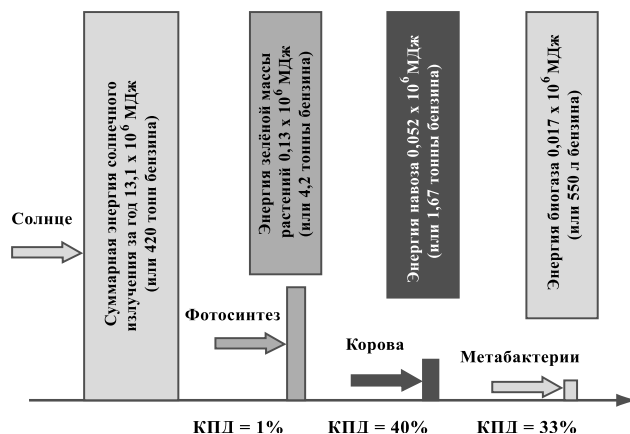


Рис. 1. Использование энергии солнечного излучения, приходящегося на кормовое угодье площадью 0,5 га, достаточное для содержания 1 коровы

Задачей дальнейшей оптимизации является определение минимально необходимого количества коров, навоз которых необходимо конвертировать в биогаз для обеспечения энергией всех основных потребителей АФХ. К основным потребителям АФХ относятся:

P_1 — энергия, необходимая на содержание самого коровника на 20 голов;

P_2 — энергия, необходимая для проведения агротехнических работ на кормовых угодьях площадью 10 га для 20 коров;

P_3 — энергия, необходимая на содержания коттеджа для проживания семьи фермера.

Проведем количественную оценку потребителей.

P_1 — энергия, необходимая на содержание самого коровника на 20 голов в течение 1 года:

1. Энергопотребление всех механизмов $\mathcal{E}_{11} = 740 \text{ МДж} \times 20 \text{ голов} = 14,8 \text{ тыс. МДж}$. Оценка проведена по удельному энергопотреблению в сравнении с мощными механизмами для больших совхозных хозяйств [2];

2. Освещение 6 месяцев (по нормам НТП-сх.-1-72) $\mathcal{E}_{12} = 4 \text{ Вт/м}^2 \times 2,3 \text{ м}^2 \times 4320 \text{ ч} \times 20 \text{ голов} = 2,9 \text{ тыс. МДж}$;

3. Нагрев воздуха при вентиляции в зимнее время. Норма по вентиляции — не менее 17 м³/ч на 1 центнер живого веса [3].

Таким образом, на 1 голову КРС расход составляет $W = 68 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Оценим энергию на нагрев приточного воздуха для 20 коров в зимний период с температурами -20°, -10° и 0° С при поддержании температуры в коровнике +10°С.

$$\mathcal{E} = p \cdot C_p \cdot W \cdot \Delta t \cdot \tau \cdot n \text{ \$}$$

1 месяц: $t = -20^{\circ}\text{C}$, $\Theta_{13} = 1,23 \text{ кг/м}^3 \times 0,98 \text{ кДж/кг} \times 68 \text{ м}^3/\text{ч} \times 30^{\circ} \times 720 \text{ ч} \times 20 \text{ гол.} = 35,4 \text{ тыс. МДж}$;

2 месяца: $t = -10^{\circ}\text{C}$, $\Theta_{14} = 1,23 \text{ кг/м}^3 \times 0,98 \text{ кДж/кг} \times 68 \text{ м}^3/\text{ч} \times 20^{\circ} \times 1440 \text{ ч} \times 20 \text{ гол.} = 47,2 \text{ тыс. МДж}$.

3 месяца: $t = 0^{\circ}\text{C}$, $\Theta_{15} = 1,23 \text{ кг/м}^3 \times 0,98 \text{ кДж/кг} \times 68 \text{ м}^3/\text{ч} \times 10^{\circ} \times 2160 \text{ ч} \times 20 \text{ гол.} = 35,4 \text{ тыс. МДж}$.

Суммарное потребление энергии в коровнике в холодный период на нагрев приточного воздуха:

$\Theta_{16} = \Theta_{13} + \Theta_{14} + \Theta_{15} = 35,4 + 47,2 + 35,4 = 118 \text{ тыс. МДж}$;

вентиляция мощностью $N_{\text{вент}} = 0,5 \dots 1 \text{ кВт}$, течение 12 месяцев — $\Theta_{17} = (0,5 \dots 1) \text{ кВт} \times 24 \times 365 \times 3,6 \text{ МДж/кВт.ч} = 15,75 \dots 31,5 \text{ тыс. МДж} = \text{в среднем} - 23,6 \text{ МДж}$.

Итого: $\Pi_1 = \Theta_{11} + \Theta_{12} + \Theta_{16} + \Theta_{17} = 14,8 + 2,9 + 118 + 23,6 = 159,3 \text{ тыс. МДж}$.

Интересно отметить, что на механизацию тратится всего 9,3 % энергии, в то время как на обогрев в период Русской зимы — 74,1% всей энергии.

Оценим отдельно Π_2 — энергию, необходимую для проведения агротехнических работ на кормовых угодьях площадью 10 га для 20 коров.

Энергозатраты для обработки трактором ДТ – 75Н угодий площадью 0,5 га, достаточной для содержания 1 коровы в течение года, представлены в табл. 1.

Годовые затраты энергии на обработку 10 га кормовых угодий для 20 коров составят:

$\Pi_2 = 66,9 \text{ л} \times 20 \text{ коров} \times 31,1 \text{ МДж/л} = 41,6 \text{ тыс. МДж}$.

Оценим отдельно Π_3 — энергию, необходимую на содержание коттеджа для проживания семьи фермера (табл. 2).

Следует отметить, что на обогрев в течение Русской зимы расходуется 70,8 от всей общехозяйственной энергии.

Суммарная годовая потребность энергии:

$\Pi_{\Sigma} = \Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 = 159,3 + 41,6 + 105,7 = 306,6 \text{ тыс. МДж}$.

В итоге определяем количество коров n , необходимое для поддержания через биоконверсию навоза энергетического баланса АФХ: $n = \Pi_{\Sigma} : A_1 = 306,6 : 16,1 = 19 \text{ коров}$.

Однако это плохо, что все коровы в коровнике используются для биоконверсии навоза на биогаз.

В экономическом плане более доходным является процесс биоконверсии навоза на вермикультуру, т. к. этот процесс дает эффективнейшее удобрение – биогумус и белковую добавку к корму в виде дождевых червей. Совокупная стоимость биогумуса и белковой добавки превосходит стоимость основного продукта – молока.

Уменьшить количество коров в коровнике, «работающих» на биогаз, можно только за счет энергосбережения.

Наибольшие потери энергии — это нагрев в зимний период приточного в коровник воздуха — 118 тыс. МДж = 38,5% Π_{Σ} ;

обогрев коттеджа — 74,7 тыс. МДж = 24,4% Π_{Σ} ;

Таблица 1

№	Технологическая операция	Скорость, км/ч	Ширина захвата, м	Время обработки, час	Расход топлива, л	%
1	Вспашка	7	1,75	0,41	11,9 л	17,8
2	Внесение удобрений	10	10	0,05	1,5 л	2,2
3	Боронование	10	16,6	0,03	0,9 л	1,3
4	Посев	8	11	0,057	1,6 л	2,4
5	Полив (9 поливов)	5,3	20	9 x 0,047	12,6 л	18,8
6	Хим. обработка	10	12	0,042	1,2 л	1,8
7	Уборка	7	4	0,18	5,2 л	7,8
8	Вывоз 5 раз x 2км.	10	—	5 x 0,2	29 л	43,3
9	Снегозадержание	8	6	0,104	3,1 л	4,5
				Всего:	66,9 л	100%

Таблица 2

Общехозяйственное годовое энергопотребление АФХ

№	Потребитель	Энергия, ккал/ МДж	Эквивалентная энергия в л бензина	%
1	Электроприборы и освещение коттеджа	2 310 000 ккал 9 665 МДж	310 л	9,1%
2	Приготовление пищи	5 100 000 ккал 21 340 МДж	680 л	20,1%
3	Отопление коттеджа (зимний период 6 мес.)	17 850 000 ккал 74 690 МДж	2400 л	70,8 %

вентиляция коровника — 23,5 тыс. МДж = 7,7% ПУ.

Таким образом, коттеджи надо делать с применением современных утепляющих материалов, позволяющих снизить теплопотери в 2–3 раза, сэкономив около 37 тыс. МДж.

Энергию, идущую на нагрев приточного в коровник холодного воздуха, можно сэкономить не более чем на 40%, устроив теплообмен между холодным приточным, и теплым, влажным, выбрасываемым из коровника воздухом. Таким образом, можно сэкономить 47 тыс. МДж.

Энергию, идущую на вентиляцию коровника, можно сэкономить, применяя в дополнение к электровентиляторам пассивные эжекционные системы вытяжки, работающие от ветрового напора. Возьмем условно 30% экономии, т. е. 7 тыс. МДж.

Итого, при суммарной экономии: $\Delta = 37 + 47 + 7 = 91$ тыс. МДж; $n = (П\Sigma - \Delta) : A_1 = (306,6 - 91) : 16,1 = 14$ коров.

В энергетически независимом хозяйстве еще одной важной проблемой является сезонная неравномерность потребления энергии. В летние месяцы потребление энергии сокращается до величины 110 тыс. МДж, что составляет около 50% от уровня потребления в зимнее время. Запасать летом на зиму биогаз в

объеме около 5 тыс. м³ — задача дорогая и небезопасная. Рациональнее летом накапливать около 60 т навоза, высушивать и хранить его впрок для использования в зимний период.

Важно отметить и то, что для достижения максимальной продуктивности коров необходимо содержать при оптимальных температурных условиях — 8°–16°С. Снижение температуры ниже критической ведет к повышению обмена веществ при самообогреве для КРС на 2–3% на каждый градус понижения и непроизводительной трате кормов на 15–50%, что экономически нецелесообразно [3]. Однако и при повышенных температурах снижается продуктивность животных, т. к. перегревание приводит к угнетению ферментативной, секреторной и моторной функции желудочно-кишечного тракта. Поэтому необходимо предусматривать в жаркие летние месяцы охлаждение приточного в коровник воздуха и, естественно, в коттедже фермера. Обычно при кондиционировании достаточно понизить температуру на 5°–10°С, как ощущается комфортное состояние. Оценим энергию, требующуюся на охлаждение в среднем на 7,5° в течение жарких 2-х месяцев.

2 месяца: $\Delta t = 7,5^\circ\text{C}$, $\vartheta_{14} = 1,23 \text{ кг/м}^3 \times 0,98 \text{ кДж/кг}^\circ \times 68 \text{ м}^3/\text{ч} \times 7,5^\circ \times 1440 \text{ ч} \times 20 \text{ голов} = 17,7 \text{ тыс. МДж}$.

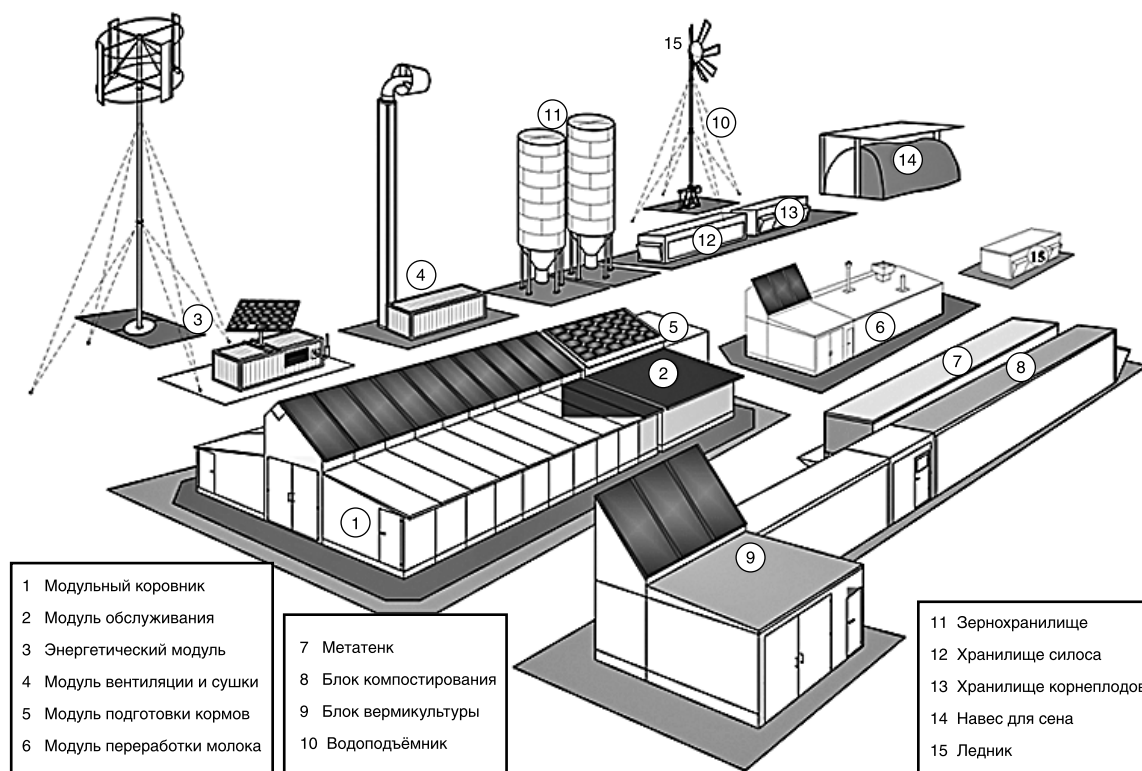


Рис.2. Современная малая молочнотоварная ферма (ММТФ)

Условно на коттедж возьмем 30%, т.е. 17,7 х 0,3 = 5,3 тыс. МДж.

Так как в Волгоградской области климат резко континентальный, то представляется перспективным запасать зимой лед в леднике для охлаждения воздуха в помещениях летом. Оценим количества льда, необходимого для кондиционирования: $17,7 + 5,3 = 23$ тыс. МДж.

Лед эффективно забирает тепло при таянии. Удельная теплота плавления $q = 79,7$ ккал /кг = 0,33 МДж /кг.

Масса льда $m = 23 : 0,33 = 70$ т.

Рассмотренный энергетический баланс может быть положен в основу проекта не только современных малых молочно-товарных ферм, но и свиноводческих, птичников для небольших фермерских хозяйств (рис. 2).

От редакции: Предлагаемая статья содержит весьма узкую информацию об энергозатратах на малых молочно-товарных фермах. Приведенные данные могут быть полезны для хозяйств, предполагающих использовать биогаз в качестве источника энергии.

Ключевые слова: мелко-товарная ферма, биогаз, биоконверсия навоза, оптимизация энергопотребления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основные направления развития АПК по обеспечению продовольственной безопасности Волгоградской области, 08.12.2009. Источник: <http://www.volganet.ru/>.
2. Белехов И.П. Практикум по машинам и оборудованию для животноводства. – М.: Агропромиздат, 1986.
- Онегов А.П. Дудырев, Ю.И. Хабибулов М.А. Справочник по гигиене сельскохозяйственных животных. – М.: Россельхозиздат, 1975.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОРОДА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГеоТЭС

Малышенко С.П., Счастливцев А.И., ОИВТ РАН

Использование геотермальной энергии позволяет получать электроэнергию и теплоту без каких-либо затрат ископаемого топлива. Однако электрический к. п. д. современных геотермальных станций остаётся относительно низким (12 – 18%), что связано в первую очередь с параметрами скважины, температура теплоносителя в которых не превышает 500 К. В основе преобразования геотермального тепла в электрическую энергию лежит паротурбинная технология, являющаяся наиболее эффективной и доступной в данном случае, т.е. в качестве рабочего тела используется водяной пар, а в качестве преобразователя его внутренней энергии в механическую — паровая турбина. Современные паровые турбины, работающие на перегретом паре и используемые в энергетике, как правило, имеют достаточно высокий внутренний к. п. д., существенно превышающий к. п. д. влажнопаровых турбин ГеоТЭС.

Для повышения к. п. д. геотермальной энергоустановки, работающей по циклу Рен-

кина, необходимо увеличить располагаемый теплоперепад на турбине. Это достигается путем увеличения температуры пара на входе в турбину и снижением давления на выходе из нее. Однако применение вышеуказанных методов не приведет к существенному возрастанию к. п. д. установки без замены геотермальной турбины на турбину, работающую на перегретом паре с более высоким внутренним к. п. д., применение которой оказывается возможным при перегреве влажного пара, поступающего в турбину.

Для увеличения температуры пара необходим дополнительный подвод теплоты, при этом возможны 2 варианта:

первый — использование теплоты из внешних источников, например сжиганием дополнительного количества топлива, однако это зачастую не представляется возможным либо из-за его дороговизны, либо из-за соображений экологии;

второй — нагрев за счет собственной вырабатываемой электроэнергии, при этом возника-

ет ситуация, когда, с одной стороны, снижается количество электроэнергии, выданной конечному потребителю, а, с другой стороны, количество электроэнергии, вырабатываемой паротурбинной установкой возрастает за счет повышения ее абсолютного электрического к. п. д. [1]. Таким образом, если количество дополнительно выработанной электроэнергии превышает количество электроэнергии, затраченной на перегрев, получаем увеличение общего к. п. д. паротурбинной установки. Ранее нами предложено использовать водородо-кислородные парогенераторы для осуществления этой идеи [2].

Для такого перегрева пара необходимо использовать часть электроэнергии с целью разложения воды на водород и кислород. к. п. д. получения водорода в современных электролизерах составляет 73 – 75%, оставшиеся, примерно 25% электроэнергии, расходуются следующим образом: около 15 – 20% идет на нагрев воды и повышение давления водорода и кислорода, что в конечном итоге повышает их энтальпию, а оставшиеся 5 – 10% — расходуются на собственные нужды электролизера (работу системы управления, прокачку воды и т.д.). В качестве пароперегревателя предлагается использовать водородно-кислородный парогенератор, в котором происходит сжигание водорода в кислороде при стехиометрическом соотношении компонентов с образованием водяного пара высокой температуры (до 1700 °С), при этом передача тепла основному расходу пара происходит путем смешения, что существенно упрощает конструкцию такого пароперегревателя и минимизирует тепловые потери. Схема с использованием такого перегрева показана на рис. 1.

Исследования и разработки водородо-кислородных парогенераторов были инициированы теоретическими исследованиями, выполненными в конце 70-х, начале 80-х годов прошлого столетия в СССР [3], США [4] и Германии [5]. В настоящее время в России созданы экспериментальные образцы водородо-кислородных парогенераторов киловаттного и мегаваттного класса мощности [6,7,8]. На основе экспериментальных и теоретических исследований установлено, что технические характеристики этих установок (табл. 1) позволяют использовать их в современных энергетических установках

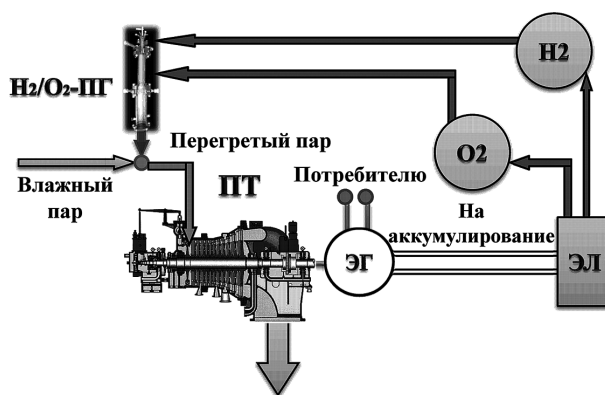


Рис. 1. Схема с водородо-кислородным перегревом пара перед паровой турбиной: H_2/O_2 - ПГ — водородо-кислородный парогенератор, ПТ — паровая турбина, ЭГ — электрогенератор, ЭЛ — электролизер, H_2 и O_2 — ресиверы водорода и кислорода

как для перегрева пара, с целью повышения к. п. д. паровых турбин, так и для производства пиковых мощностей. Подробно вопросы использования водородо-кислородных парогенераторов в энергетике, а также задачи их дальнейших разработок, рассмотрены в [6 – 10].

Таблица 1
Сравнение параметров водородо-кислородных и традиционных парогенераторов

Параметры парогенератора	Водородно-кислородные парогенераторы	Традиционные парогенераторы
Максимальная температура водяного пара.	1000 – 1700 °С	500 – 600 °С
Способ теплообмена.	Смешение	Через стенку
К. п. д.	98 – 99,5%	90 – 94%
Удельная мощность	Более 100 МВт/м ³	Менее 0,05 МВт/м ³
Материалоемкость	Менее 2 кг/МВт	Более 1000 кг/МВт
Время выхода на режим	Менее 10 сек	Более 5000 сек
Выбросы	Отсутствуют	CO ₂ , NO _x , SO и т.д..

Анализ изменения к. п. д. геотермальной установки при водородо-кислородном перегреве

Оценка изменения к. п. д. ГеоТЭС может быть выполнена аналогично [9]. Поскольку для перегрева водяного пара используется энергия, выделяющаяся при сгорании водорода в кислороде, необходимо оценить расход

водорода, требуемый для перегрева. Рассчитаем тепловую мощность, выделяемую в водородо-кислородном парогенераторе при сгорании в нем водорода с расходом G_{H_2} и низшей теплотой сгорания $Q_{H_2} = 120$ МДж/кг:

$$N_{H_2} = G_{H_2} \cdot Q_{H_2} \quad (1)$$

Обозначим относительный расход добавляемого для перегрева пара α , учитывая расход подаваемого кислорода, который при стехиометрическом соотношении компонентов равен $8 \cdot G_{H_2}$ следующим образом:

$$, \quad (2)$$

где G_{II} — основной расход пара на входе в паровую турбину на номинальном режиме.

Суммарный расход пара на входе в паровую турбину после перегрева составит:

$$\begin{aligned} G_{II}' &= G_{II} + G_{H_2} + 8 \cdot G_{H_2} = \\ G_{II} + 9 \cdot G_{H_2} &= G_{II} \cdot (1 + \alpha) \end{aligned} \quad (3)$$

Определим удельную энтальпию водяного пара после перегрева пара от температуры $T_{вх}$ до $T_{вх}'$. Для этого запишем уравнение теплового баланса:

$$\begin{aligned} h_{вх}' \cdot (G_{II} + 9 \cdot G_{H_2}) &= G_{II} \cdot h_{вх} + G_{H_2} \cdot Q_{H_2} = \\ G_{II} \cdot h_{вх} + G_{II} \cdot \frac{1}{9} \alpha \cdot Q_{H_2}, \quad h_{вх}' &= \frac{h_{вх} + \frac{1}{9} \alpha \cdot Q_{H_2}}{1 + \alpha} \end{aligned} \quad (4)$$

Составляющими абсолютного внутреннего к. п. д. турбоустановки являются термический к. п. д. цикла и внутренний к. п. д. турбины. Запишем выражение для одноконтурной геотермальной энергоустановки с водородо-кислородным перегревом пара для цикла, изображенного на рис. 2:

$$\eta_i = \frac{G_{II} \cdot (1 + \alpha) \cdot H_0' \cdot \eta_{0i}' - \frac{N_{H_2}}{\eta_{эл}}}{Q_{1-2-3} + Q_{3-3'} - Q_{4'-1}}, \quad (5)$$

где H_0' — располагаемый теплоперепад, η_{0i}' — внутренний к. п. д. турбины, Q_{1-2-3} , $Q_{3-3'}$, $Q_{4'-1}$ — подведенная и отведенная теплота.

Запишем выражение для располагаемого теплоперепада на турбине:

$$H_0' = h_{вх}' - h_{4'}, \quad (6)$$

где $h_{4'}$ — энтальпия влажного пара на выходе из турбины, $h_{вх}' = h_{3'}$.

Тепловая мощность, затраченная на парообразование в геотермальной скважине:

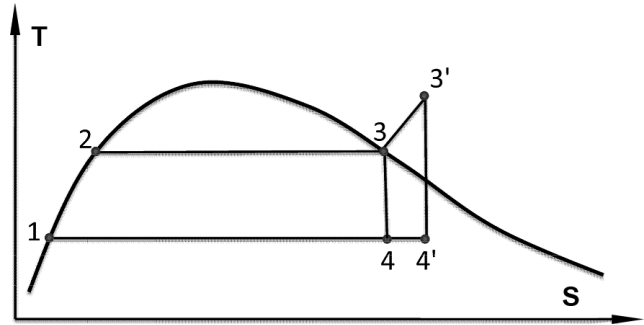


Рис. 2. Цикл геотермальной энергоустановки с водородо-кислородным перегревом пара перед турбиной

$$Q_{1-2-3} = h_{вх} \cdot G_{II} \quad (7)$$

Тепловая мощность, подведенная при водородо-кислородном перегреве:

$$Q_{3-3'} = N_{H_2} = G_{II} \cdot \frac{1}{9} \alpha \cdot Q_{H_2} \quad (8)$$

Теплота, возвращенная в цикл с питательной водой:

$$Q_{4'-1} = h_{кв} \cdot (1 + \alpha) \cdot G_{II}, \quad (9)$$

где $h_{кв}$ — энтальпия конденсационной воды.

Для определения внутреннего к. п. д. турбины при изменении влажности воспользуемся известным соотношением [11]:

$$\eta_{0i}' = \eta_{0i}^0 \cdot \chi_{ср}', \quad (10)$$

где η_{0i}^0 — максимальный внутренний к. п. д. паровой турбины, $\chi_{ср}'$ — средняя степень сухости пара в турбине.

Подставив выражения (6) – (10) в выражение (5) и, сократив на $G_{II} \cdot (1 + \alpha)$, получим формулу для определения абсолютного внутреннего к. п. д. турбоустановки при различных значениях α :

$$\eta_i = \frac{(h_{вх}' - h_{4'}) \cdot \eta_{0i}^0 - \frac{\alpha \cdot Q_{H_2}}{9 \cdot \eta_{эл} \cdot (1 + \alpha)}}{\frac{h_{вх}}{(1 + \alpha)} - h_{кв}} \quad (11)$$

Из условия энергобаланса запишем выражение для определения дополнительной работы, полученной при осуществлении перегрева пара с учетом затрат на электролиз:

$$\Delta W = \eta_{0i}' \cdot H_{3'-4'} - H_{3-4} \cdot \eta_{0i} - \alpha \cdot Q_{H_2}^B \frac{1}{\eta_{эл}}, \quad (12)$$

где H_{3-4} — располагаемый теплоперепад до перегрева пара, η_{0i} — внутренний к. п. д. турбины до перегрева пара, $Q_{H_2}^B$ — высшая теплота сгорания водорода в кислороде.

Проведем расчет для типовой геотермальной энергоустановки на следующие параметры: начальная температура пара на входе — 200°C; давление — 1,5 МПа; давление в конденсаторе — 5 кПа; влажность пара на выходе из турбины — 14,5%; внутренний относительный к. п. д. турбины — 71%; абсолютный внутренний к. п. д. энергоустановки — 14%.

Типичные значения η_{oi}^0 для влажнопаровых турбин ГеоТЭС составляют 0,70 – 0,80, для расчета примем его равным 0,8. Подставив данные в (1) и (3) при различных значениях α получим результаты, представленные в табл. 2.

Таблица 2
Параметры ГеоТЭС при осуществлении водородо-кислородного перегрева пара

α	$T_{вх}, K$	$\chi'_{4}, \%$	$\eta_{oi}, \%$	$\eta_i, \%$, при $\eta_{oi}^0=0,8$	$\eta_i, \%$, при $\eta_{oi}^0=0,9$	$\Delta W/W$, при $\eta_{oi}^0=0,9$
0	473	12,2	73	14,5	12,8	0
$1 \cdot 10^{-3}$	477	11,9	73,2	14,0	14,6	0,05
$5 \cdot 10^{-3}$	492	10,8	74,1	12,7	17,7	0,2
$7 \cdot 10^{-3}$	500	10,1	75,3	10,1	15,4	0,12
$1 \cdot 10^{-2}$	513	8,7	75,5	8,3	14,7	0,06
$1,5 \cdot 10^{-2}$	535	7,3	75,8	7,5	11,6	-0,16
$2 \cdot 10^{-2}$	557	6,1	76,3	3,2	10,2	-0,35

При установке модернизированной турбины на перегретый пар η_{oi}^0 будет равен 0,85 – 0,9. При этом также следует учесть, что к. п. д. турбины на перегретом паре при работе на влажном паре окажется меньше исходного из-за нерасчетного режима работы. Изменение к. п. д. геотермальной установки при установке турбины на перегретый пар показано в табл. 2. Изменение абсолютного к. п. д. ГеоТЭС в зависимости от α представлено на рис. 3.

Из рис. 3 видно, что при перегреве пара к. п. д. влажнопаровой турбины незначительно возрастает (линия 3), что обусловлено в основном увеличением термического к. п. д. цикла и снижением потерь из-за высокой влажности пара на выходе, но с учетом затрат электроэнергии на производство водорода и кислорода общий к. п. д. ГеоТЭС снижается (линия 4). При установке на ГеоТЭС турбины, работающей на перегретом паре, характер изменения к. п. д. существенно изменяется. При значениях α близ-

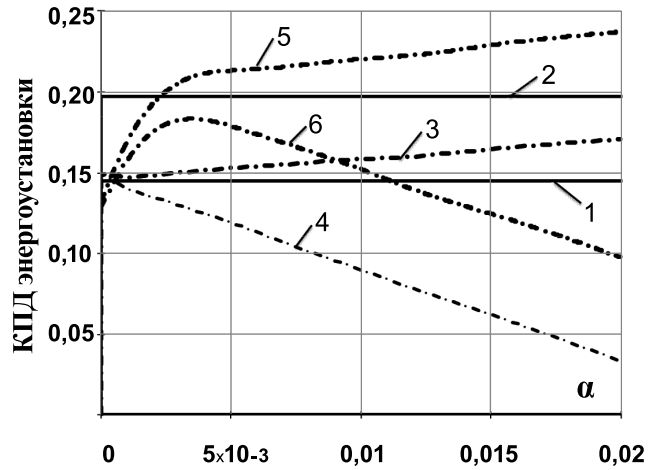


Рис. 3. Изменение абсолютного к. п. д. ГеоТЭС в зависимости от α : 1 — к. п. д. ГеоТЭС с влажнопаровой турбиной без использования перегрева; 2 — к. п. д. ГеоТЭС при использовании турбины на перегретом паре; 3 — к. п. д. ГеоТЭС при использовании перегрева с влажнопаровой турбиной без учета затрат на электролиз; 4 — к. п. д. ГеоТЭС при использовании перегрева с влажнопаровой турбиной с учетом затрат на электролиз; 5 — к. п. д. ГеоТЭС при использовании перегрева без учета затрат на электролиз и при установке турбины на перегретый пар; 6 — к. п. д. ГеоТЭС при использовании перегрева с учетом затрат на электролиз и при установке турбины на перегретый пар

ких к 0, когда влажность пара практически не изменяется, ее к. п. д. оказывается ниже номинального для обеих типов турбин (линии 1 и 2), что обусловлено нерасчетным режимом работы (линия 5), однако при снижении влажности пара и выходе на расчетный режим работы он существенно возрастает с ростом α и может превысить к. п. д. влажнопаровой турбины с учетом затрат электроэнергии на электролиз (линия 6) в области α от 0,001 до 0,015. При дальнейшем возрастании α затраты энергии на электролиз возрастают и к. п. д. энергоустановки на перегретом паре становится меньше, чем к. п. д. ГеоТЭС с влажнопаровой турбиной (пересечение линии 6 с линией 1).

Таким образом, затраты произведенной электроэнергии на перегрев пара не могут компенсироваться ростом внутреннего к. п. д. влажнопаровой геотермальной турбины и увеличением располагаемого теплоперепада, однако, при установке турбины на перегретый пар рост к. п. д. энергоустановки при значениях $\alpha < 0,015$ может компенсировать

затраты на электролиз и увеличивать общий к. п. д. энергоустановки на 1 – 3% (рис. 3), а при учете возможного повышения давления перед турбиной за счет модернизации или исключения сепаратора пара тонкой очистки и снижения давления в конденсаторе — на 3 – 5%. Отметим также, что при производстве и аккумулировании водорода и кислорода возможно использование ГеоТЭС для покрытия неравномерностей графика нагрузки [9,10].

В заключении можно сказать, что использование на геотермальных электростанциях

оборудования, осуществляющего водородо-кислородный перегрев пара и турбин на перегретом паре, повышает термодинамическую эффективность рабочего цикла и увеличивает внутренний к. п. д. паровой турбины, что приводит к увеличению к. п. д. электростанции на 3 – 5%. По результатам проведенных оценочных расчетов оптимальная доля добавляемого высокотемпературного пара, обеспечивающая наибольший к. п. д. установки и наименьшую стоимость производимой электроэнергии, находится в диапазоне от 0,002 до 0,01.

Ключевые слова: геотермальная энергоустановка, водородно-кислородные парогенераторы

ЛИТЕРАТУРА

1. Шпильрайн Э.Э., Малышенко С.П., Кулешов Г.Г. Введение в водородную энергетику. Монография. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Малышенко С.П., Счастливцев А.И. Патент на полезную модель № 84467. Геотермальная установка для выработки электроэнергии с водородно-кислородным перегревом от 21.01.2009.
3. Стырикович М.А., Легасов В.А., Шпильрайн Э.Э., Малышенко С.П. Основные проблемы водородной энергетики // Доклад комиссии АН СССР по водородной энергетике. – М.: Изд. ИВТАН, 1978.
4. Wright D.E., Lucci A.D., Campbell J., Lee J.C. Hydrogen turbine power conversion system assessment NASA-CR 135298, 1978.
5. Wojkowsky H., Schnurberger W., Sternfeld H.J. Evaluation of attainable efficiencies and for generation of electricity from hydrogen. Commission of the European Community. Contract No. 404-78-7 EHD. Report EUR 7529 DE, 1981.
6. Malyschenko S.P., Gryaznov A.N., Filatov N.I. High-pressure H₂/O₂-steam generators and their possible applications // Journ. Hydrogen Energy, 2004. – V.29.
7. Малышенко С.П., Бебелин И.Н., Волков А.Г., Грязнов А.Н. Разработка и исследование экспериментального водородно-кислородного парогенератора мощностью 10 МВт(т) // Теплоэнергетика, 1997. – №8.
8. Малышенко С.П., Пригожин В.И., Рачук В.С. Водородно-кислородные парогенераторы // Современное машиностроение, 2009. – № 2 – 3 (8 – 9).
9. Малышенко С.П., Назарова О.В., Сарумов Ю.А. Некоторые термодинамические и технико-экономические аспекты применения водорода в энергетике. Атомно-водородная энергетика и технология. Вып. 8. Под ред. В.А. Легасова. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
10. Трухний А.Д., Изюмов М.А., Поваров О.А., Малышенко С.П. Основы современной энергетики. Том 1. Современная теплоэнергетика / Под ред. А.Д. Трухния. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
11. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. Учебник для вузов по специальности Атомные электрические станции и установки. – М.: Высшая школа, 1969.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИСТЕМ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО И СОЛНЕЧНОГО ОТОПЛЕНИЯ. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД

Колесников П.Н., ЗАО «Энергетический Альянс»

Вопросы энергосбережения являются весьма актуальными как для промышленности, так и для ЖКХ. Последнее время много внимания уделяется возможности использования теплонасосных установок (ТНУ) в системах теплоснабжения. Эффективность их использования зависит от многих факторов, таких как: температурные уровни источника теплоты и потребителя, соотношение тарифов на теплоту и используемую энергию, уровень цен на используемую теплоту от источника (если необходимо за нее платить), тип использования привода компрессора и т.д. Поэтому, к использованию ТНУ в системах теплоснабжения необходимо подходить взвешенно, с учетом всех конкретных условий.

Мировой и отечественный опыт использования тепловых насосов.

По прогнозу Мирового Энергетического Комитета (МИРЭК), к 2020 году в передовых странах доля отопления и горячего водоснабжения от тепловых насосов составит не менее 75%.

За рубежом фирмы, устанавливающие у себя тепловые насосы, имеют льготы от снижения налога на прибыль, получаемую от их применения, до прямых дотаций государства, частично возмещающих затраты на их приобретение, например, в Австрии и Германии. Существуют и другие способы стимулирования возобновляемой энергетики.

Эффективность же применения **тепловых насосов** в России будет более высока, чем в большинстве развитых стран, из-за жестких климатических условий и значительно более продолжительного отопительного периода, достигающего от 200 до 250 дней в году.

Несмотря на отсутствие больших подвижек в деле внедрения теплонасосной техники в России в целом, в ряде регионов она начинает использоваться. Известно, что в России потребление энергии для отопления в 5 – 10 раз выше энергопотребления в развитых странах. Основными причинами повышенной энергоемкости экономики России являются суровые климатические условия и высокие энергетические потери практически на всех этапах распределения ресурсов. Структура

потерь энергии в цепочке «получение – транспортировка – преобразование – потребление энергии» показывает, что основные потери энергии — до 70% приходятся на потери тепла в зданиях и сооружениях, т.е. у конечных потребителей энергии. Более половины потерь энергии, приводящих к огромным финансовым затратам при эксплуатации зданий происходит за счет применения устаревших и/или энергозатратных климатических систем.

Тепловые насосы можно с успехом применять для решения задач энергосбережения при обеспечении теплом и холодом крупных объектов, торговых центров, офисных зданий, гостиниц, спортивных сооружений, имеющих площади от несколько десятков до сотен тысяч квадратных метров. С целью дальнейшего расширения технологических возможностей грунтовых тепловых насосов за счет получения в межотопительные периоды дополнительного количества тепла, например, на горячее водоснабжение летом, будет также эффективным использование вариантов тепловой поддержки за счет других видов, например, прямого солнечного излучения, с помощью коллекторов, устанавливаемых на крыше дома.

Преимущества тепловых насосов:

исключительная долговечность, срок эксплуатации до 30 лет;

отсутствие необходимости закупки, транспортировки и хранения, какого-либо топлива;

устойчивая работа на протяжении всего срока эксплуатации;

колебания температуры и влажности в помещениях минимальны;

абсолютно взрыво- и пожаробезопасны; не нуждаются в сложном и трудоемком обслуживании;

работают в автоматическом режиме; возможно подключение к Интернет и диагностики системы на расстоянии;

отлично встраиваются в любую схему диспетчеризации объекта;

занимают минимум пространства; экологически чистые, не выделяют CO₂, NO и других выбросов;

отсутствуют аллергено-опасные выбросы в помещении.

Таблица 1

Сравнение расходов на отопление деревянного дома 100м² с мощностью отопительной системы 8 кВт (теплопотери дома 80 Вт/ч м²)

	Магистральный газ	Газгольдер	Дизтопливо	Электрический котел	Тепловой насос
Стоимость отопительного оборудования	40 000	50 000	70 000	20 000	110 000
Стоимость дополнительных материалов	100 000	100 000	90 000	30 000	125 000
Подключение центральной магистрали, посредники	350 000**	–	–	–	–
Проект, согласования, пожарники	150 000**	50 000**	–	–	–
Дымоход с монтажом (утепленный)	ок 130 000	ок 130 000	ок 130 000	–	–
Строгий контроль госструктур	+	–	–	–	–
Монтаж оборудования под ключ (котельная и улица)	40 000	120 000	65 000	25 000	130 000
Годовое обслуживание	8 000	8 000	8 000	–	–
Сроки пуска котельной под ключ со всей документацией	1 – 1,5года	1 – 1,5мес.	1 – 1,5мес.	0,5мес.	1 – 1,5мес.
Всего:	818 000	458 000	363 000	75 000	365 000

* — цены в рублях, ** — цена для Московского региона

Посчитаем и сравним расходы (табл. 1).

Приведем сравнительную таблицу (табл. 2) платежей по различным видам теплоснабжения, исходя из потребностей дома в 100 м².

Таблица 2

Платежи по различным видам теплоснабжения, исходя из потребностей дома в 100м²

Вид отопления	Тариф за ед., руб.	Расход	Платеж в месяц, руб	Платеж в год, руб.
Природный газ, м3	3	1,3м ³ /ч	1170	14040
Дизель, л	20	7,5 л/с	4500	54000
Сжиженный газ, кг	12	1кг/ч	3600	43200
Электричество, кВт/ч	3	8 кВт/ч	7200	86 400
Тепловой насос, кВт/ч	3	1,35 кВт/ч	1215	14 580

А теперь увеличим площадь дома в 2 раза, расходы на нагрев увеличатся тоже примерно в 2 раза. Получаются совсем другие цифры. Ни для кого не секрет, что стоимость газа будет ежегодно возрастать на 30 – 40%. Зачем нужно переплачивать сейчас и в будущем.

Преимущества использования солнечных вакуумных коллекторов

Вакуумные коллекторы (рис.1) мы рекомендуем в дополнение к основной системе теплоснабжения для экономии ежемесячных затрат. Это оригинальное изобретение отличается от обычных солнечных коллекторов тем, что работает даже зимой при отрицательных температурах. С помощью вакуумных коллекторов мы можем компенсировать нагрев горячей воды в летний период на 95%, весной и осенью — на 50%, зимой — на 20%. В данной системе периодически работает только циркуляционный насос (60Вт), других расходов по электричеству нет. Это недорогое дополнение существенно экономит деньги владельца дома.

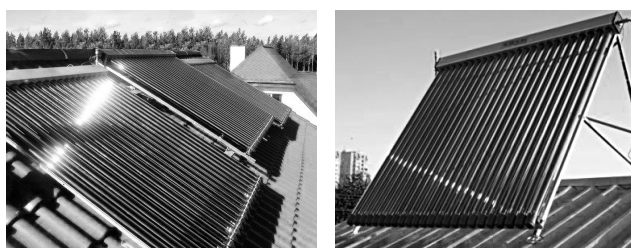


Рис. 1. Вакуумный коллектор

Посчитаем и сравним ежемесячные расходы с использованием 6 солнечных коллекторов для того же дома 100 м² (табл. 3), исходя из того, что здание построено в Краснодаре.

*Таблица 3
Ежемесячные расходы с использованием солнечных коллекторов*

Время года	Работа СВК, %	Ежемесячные платежи, руб.
Осень и зима: ноябрь, декабрь, январь	35 – 45%	около 789
Весна и осень: февраль, март, октябрь	60 – 70%	около 425
Весна и осень: апрель, сентябрь	80 – 85%	около 183
Весна и лето: май, июнь, июль, август	95 – 100%	0
	Итого за год	4008
	Экономия за год	10572

Выгода использования данного оборудования очевидна.

В настоящее время масштабы использования **энергосберегающего оборудования** в мире потрясают — в Швейцарии эксплуатируется свыше 60 000 тепловых насосов, что экономит 150 000 л жидкого топлива, 390 000 т диоксида углерода и 325 т оксида углерода не выбрасывается в окружающую среду. В США ежегодно производится более 1 млн. геотермальных тепловых насосов. Федеральное законодательство США, при строительстве новых общественных зданий, требует использовать геотермальные тепловые насосы в системах отопления.

Ключевые слова: энергосбережение, тепловые насосы, солнечные вакуумные коллекторы

КРИОГЕННОЕ АККУМУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ЕЁ ПОСЛЕДУЮЩЕЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ В МЕХАНИЧЕСКУЮ И ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ВИДЫ ЭНЕРГИИ

Романовский В.Ф., к. т. н., ЗАО «ЗЭМ» РКК Энергия»

Согласно второму закону термодинамики, теплоту можно превратить в работу только при условии, что часть этой теплоты перейдет от горячего тела к холодному. Поэтому принцип действия большинства тепловых двигателей основан на предварительном нагреве рабочего тела, которое, расширяясь и остывая,

В Брюсселе офисный центр Solaris общей площадью 14 000 м² имеет на крыше и фасаде общую площадь солнечных батарей 800 м².

Сегодня в мире работает свыше 10 млн. теплонасосов различной мощности — от нескольких киловатт до сотен мегаватт.

В США около 30% административных и жилых зданий оборудованы теплонасосами.

В Швеции только за три года, с 1984 по 1986 год, было введено в эксплуатацию 74 крупных (от 5 до 80 МВт) теплонасосных станций.

Интересным примером получения тепла из нетрадиционного источника тепла является крупнейшая в Стокгольме (Швеция) теплонасосная станция. Ее выходная тепловая мощность составляет 520 МВт. Применяя тепловые насосы, эта станция обеспечивает теплом 63% потребителей в столице Швеции. Станция имеет 16 теплонасосных установок, размещенных на баржах, причаленных к берегу и перекачивает тепло из вод Балтийского моря в систему теплоснабжения города. Средняя температура воды в Балтийском море практически круглогодично составляет +4 °С. Охлаждая воду, забираемую тепловым насосом до +2 °С, станция поставляет тепло, стоимость которого на 30% ниже, чем у любой другой ТЭЦ или котельной.

Опыт существования человечества на планете Земля показывает, что об экологии думать необходимо. Выхлопы в атмосферу, вредные выбросы и другие отрицательные моменты приводят к различным экологическим проблемам. Изобретение и внедрение данной технологии теплоснабжения — попытка исправить существующие дисбалансы в экологии и сэкономить собственные средства.

совершает полезную работу. Иными словами, тепловой двигатель требует наличия разности температур между горячим и холодным телами. При этом роль источника энергии всегда выполняет горячее тело.

Но разность температур двух тел можно получить не только нагревая одно из них, но

и охлаждая другое тело. Так, например, охлаждая воздух или его основную массовую составляющую — азот, можно получить эти газы в жидком виде, значение температуры кипения которых при атмосферном давлении: для воздуха — около -190°C (83°K) и для азота — минус $195,8^{\circ}\text{C}$ (77°K). Если возникшую при этом разность температур между атмосферным воздухом и этими охлажденными газами использовать для получения полезной работы в тепловом двигателе, то источником тепловой энергии станет относительно более горячее тело — атмосферный воздух. Поскольку приземные слои атмосферы находятся в тепловом контакте с поверхностью Земли, то роль аккумулятора тепловой энергии будет выполнять вся окружающая среда.

Если эти жидкие газы поместить внутри какого-либо замкнутого теплообменника, сообщенного по тепловому потоку с атмосферным воздухом или водой открытого водоема, то они изменят свое агрегатное состояние и перейдут в газ высокого давления величиной сотни атмосфер. Полученный таким образом сжатый газ может совершить полезную работу при расширении в соответствующем пневматическом двигателе. В большинстве тепловых двигателей используется процесс расширения газа, близкий к адиабатическому (без теплообмена с окружающей средой). Если сжатый газ рассматривать как идеальный, то полезная работа W_a , которую он совершает при адиабатическом расширении, описывается следующим выражением:

$$W_a = m \cdot R \cdot (T_1 - T_2) / (\mu - 1), \quad (1)$$

где: μ — масса газа, T_1 — начальная температура газа, T_2 — температура газа после адиабатического расширения, R — величина газовой постоянной, μ — показатель адиабаты данного газа. В рассматриваемом случае величина начальной температуры T_1 газа не может превышать величины температуры окружающей среды, а величина T_2 не может быть ниже абсолютного значения температуры кипения охлажденного газа при атмосферном давлении. Таким образом, если принять, что $T_{1\text{max}} = 303^{\circ}\text{K}$ ($+20^{\circ}\text{C}$), а для азота $T_{2\text{min}} = 77^{\circ}\text{K}$; $\mu = 1,4$; $R = 297$ Дж/кг·К, то величина полезной работы W_a , которую может совершить один кг расширяющегося азота, не может превысить значения 167 кДж.

Поэтому гораздо выгодней энергетически было бы осуществлять изотермическое рас-

ширение сжатого газа при температуре окружающей среды T_1 . При таком варианте расширения полезная работа W_i , совершаемая газом, определяется следующим образом:

$$W_i = m \cdot R \cdot T_1 \cdot \ln(p_1/p_2), \quad (2)$$

где: p_1 и p_2 — начальное и конечное давление газа соответственно. При $T_1 = 303^{\circ}\text{K}$; $p_1/p_2 = 300$, где: $p_1 = 300$ атм., $p_2 = 1$ атм., то количество полезной работы W_i , которую может совершить один килограмм изотермически расширяющегося азота, составит $0,513$ МДж, в три раза больше чем W_a . Суть этого различия заключается в том, что при изотермическом расширении газа работа совершается не за счет его внутренней энергии, а за счет поступления к расширяющемуся газу тепловой энергии из окружающей среды в процессе его расширения.

Обычный кислотный аккумулятор, запасая энергию около $0,1$ МДж/кг, позволяет отобрать в нагрузку в разрядном цикле около 30% запасенной энергии, т.е. около $0,03$ МДж/кг (в 20 раз меньше, чем килограмм жидкого азота при изотермическом расширении). Энергия, затрачиваемая на охлаждение азота при современных технологиях охлаждения, может составлять величину около $1,5$ МДж/кг ($\approx 0,4$ кВт·час). При этом коэффициент использования запасенной энергии может достигать 34% . Рассматриваемый термодинамический цикл экологически абсолютно безвреден и не связан с какими-либо необратимыми негативными процессами. При существующей стоимости электроэнергии использование рассматриваемого преобразования, например, на транспорте с учетом к. п. д. двигателей внутреннего сгорания и стоимости жидких видов топлива было бы экономически более выгодным уже в настоящее время.

Работы по реализации двигателя, основанного на газификации жидкого азота за счет тепловой энергии окружающей среды, были начаты автором настоящей статьи в 1993 году с начала патентования (22 июля 1993 года) «Струйной энергопреобразующей установки» [1]. В 1995 году была сделана попытка реализации этой установки и создан её действующий макет (рис.1). В этом макете жидкий азот из хранилища (1) с помощью устройства (3) впрыскивался в сопло (2), куда одновременно по каналу (6)

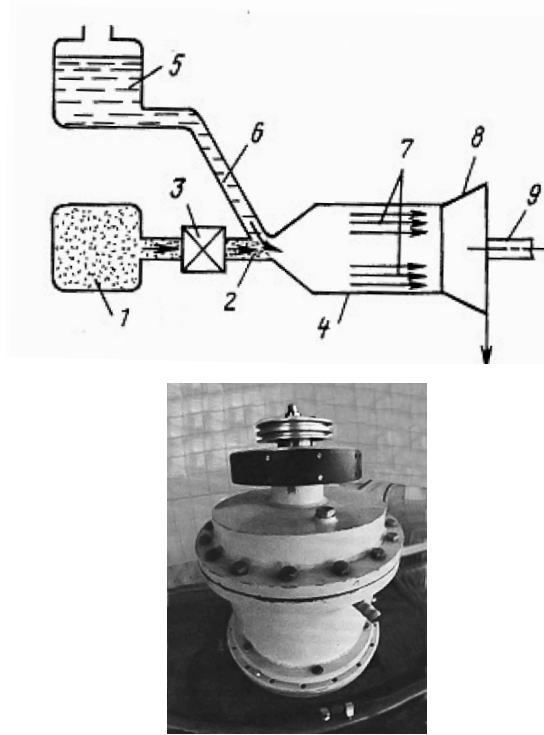


Рис. 1. Струйная энергопреобразующая установка

поступала вода из резервуара (5). При соприкосновении с водой жидкий азот испарялся и создавал газовую струю, которая диспергировала воду, ускоряла её капли, создавая в преобразователе (4) поток двухфазной среды (7). Этот поток воздействовал на турбину (8), которая в свою очередь вращала вал (9). При этом источником тепловой энергии служила вода, масса которой в потоке двухфазной среды составляла долю более 90% от массы этой среды. К сожалению эти работы были прерваны по причинам прекращения их финансирования. Но результаты, полученные при их проведении, оказались очень полезными для понимания сути процессов, происходящих в такой модели двигателя.

Идея создания криогенного двигателя с изотермическим расширением газа была доложена [2] в августе 1995 года в Москве на симпозиуме «Альтернативная энергетика для автотранспортных средств», но осталась незамеченной.

Затем был получен патент [3] на такую установку с использованием объемного двигателя, работающего на расширяющейся двухфазной среде (рис.2).

В последующем с учетом полученных результатов были проведены теоретические исследования варианта объемного двигателя с

расширяющейся двухфазной средой, на базе которых была подана заявка и получен патент [4] на объемный вариант такого двигателя. Его схематическое изображение приведено на

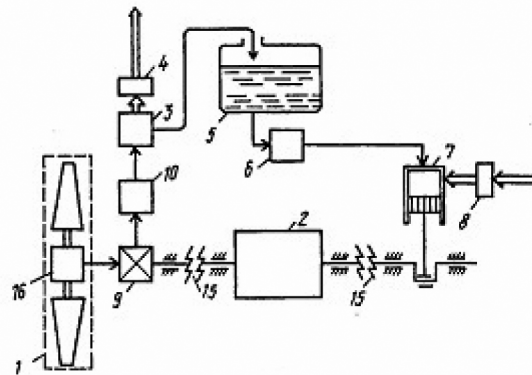


Рис. 2. Ветроэнергетическая установка с криогенным аккумулярованием избыточной энергии: 1 — ветродвигатель; 2 — электрогенератор; 3 — ожижитель воздуха (азота); 4 — блок отвода тепла в окружающую среду; 5 — накопитель жидкого воздуха (азота); 6 — дозатор жидкого азота; 7 — объемный криогенный двигатель; 8 — теплоприемник тепловой энергии окружающей среды; 9 — мультипликатор; 15 — муфты подключения — отключения вала электрогенератора

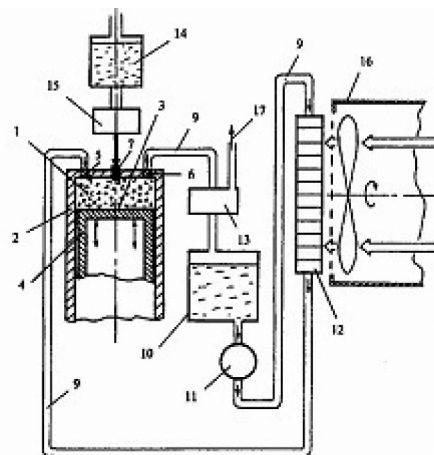


Рис. 3. Вариант объемного криогенного двигателя: 1 — рабочая камера; 2 — стенки рабочей камеры; 3 — торцовая поверхность поршня; 4 — поршень; 5 и 6 — впускной и выпускной клапаны подачи и выпуска жидкого теплоносителя; 7 — устройство ввода в рабочую камеру ожиженного воздуха (азота); 9 — трубопроводы жидкого теплоносителя; 10 — накопитель жидкого теплоносителя; 11 — насос для прокачки жидкого теплоносителя; 12 — радиатор нагрева жидкого теплоносителя атмосферным воздухом; 13 — газожидкостный сепаратор; 14 — хранилище жидкого воздуха (азота); 15 — дозатор жидкого воздуха (азота); 16 — воздуховод

рис. 3. В этом двигателе тепловая энергия, поступающая к двигателю из окружающего воздуха, подводится к нему посредством жидкого теплоносителя, циркулирующего в двигателе между рабочей камерой и воздушным радиатором.

В настоящее время работы по созданию криогенного двигателя возобновлены на основе новых технических решений. Реальность поставленной задачи гарантирована законами физики и опытом, полученным на предшествующих этапах работ в этом направлении.

Такой двигатель, если его сравнивать с электрическим, не требует применения каких-либо электрических аккумуляторов и связанных с ними затрат не только денег, но и времени на их подзарядку. Воздух есть

везде, а жидкий азот получают для разных целей миллионами тонн. В сравнении с электролизом воды предлагаемый способ аккумулирования энергии проигрывает, но выигрывает при учете его взрывобезопасности и пожаробезопасности.

Из известных работ в этой области можно сослаться на опубликованные в Интернете сведения о том, что в США в рамках программы UNT Goals планируется создать криоавтомобиль, способный развивать скорость до 100 км/час при длительности пробега на одной заправке жидкого азота в 240 км. Кроме того в последнее время такие работы проводят в Харьковском национальном автомобильно-дорожном университете, Физико-техническом институте низких температур и ИИЦ ХФТИ НАН Украины.

Ключевые слова: изотермическое расширение сжатого газа, криогенный двигатель

ЛИТЕРАТУРА

1. Романовский В.Ф. Струйная энергопреобразующая установка. Патент РФ №2079728. 20.05.1997.
2. Романовский В.Ф., Балеани П. (Италия). Криогенный двигатель. //Международный симпозиум «Альтернативная энергетика для автотранспортных средств». АО «Автосельхозмаш-холдинг» при поддержке Министерства Науки и технической политики. – М., 1995.
3. Романовский В.Ф., Свиридов Н.В. Ветроэнергетическая установка. Патент РФ №2133873. 08.04.1998.
4. Романовский В.Ф., Романовская А.М. Способ преобразования тепловой энергии в механическую работу и устройство для его осуществления. Патент РФ №2166103. 07.07.1999.

ЭНЕРГИЯ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ: ПРАКТИКУМ ПО ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМ ИСТОЧНИКАМ ЭНЕРГИИ

Рыбаков Л.М., д. т. н., МарГУ, Тюхов И.И., к. т. н., МГУИЭ и МарГУ

Для обеспечения устойчивого социально-экономического развития общества необходима энергия; однако ее использование связано с негативными последствиями для окружающей среды. Эта дилемма непрерывно порождает проблемы во всех странах мира. Устойчивое развитие энергетики и изменение климата — инициатива Генерального секретаря ООН, которая, в частности, выразилась в отчете и рекомендациях Консультативной группы экспертов по энергетике и изменению климата (Secretary General' Advisory Group on Energy and Climate Change — AGECC), которую возглавил Генеральный директор ЮНИДО Канде Юмкелла.

Удовлетворение потребностей в экологически чистой генерации энергии, в эффективном, доступном и надежном энергетическом сервисе — обязательное условие для всеобщего процветания. Согласно документам ООН можно выделить три основных уровня потребления энергии.

Первый уровень. Основные потребности человека.

Электричество для освещения, образования, связи и обслуживания местного сообщества (50 – 100 кВт·ч на человека в год). Современные виды топлива и технологии для приготовления пищи и обогрева (50 – 100 кг нефтяного эквивалента или современные,

улучшенные печи на биомассе).

Второй уровень. Производственное использование.

Электричество, современные виды топлива и другое энергетическое обслуживание для улучшения работы производственного сектора.

Водоподъемные устройства для ирригации, механизированные технологии обработки и удобрения земли, технологии коммерческой переработки сельскохозяйственного сырья, малоэтажного строительства, транспортировка топлива.

Третий уровень. Общество современных потребностей.

Современное энергетическое обслуживание для различной бытовой техники, высокие потребности в охлаждении и обогреве (пространства и воды), частном транспорте (использование электричества около 2000 кВт·ч на человека в год).

Крайне важная задача — обеспечить каждого человека энергией в соответствии с уровнями 1 и 2, как минимум, в том числе и в нашей стране, для удаленных регионов.

Проблема заключается в поиске способов обеспечения баланса между удовлетворением этих потребностей, растущим спросом на энергию и воздействием энергетики на базу природных ресурсов в интересах достижения целей в области устойчивого развития. Среди важнейших задач энергетики в контексте устойчивого развития необходимо отметить следующие:

разрабатывать и распространять альтернативные технологии использования источников энергии в целях увеличения в производстве и потреблении энергии доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и безотлагательно увеличить в глобальном масштабе долю возобновляемых источников энергии;

диверсифицировать источники энергоснабжения путем разработки передовых, более экологически чистых, недорогих и экономически эффективных энерготехнологий;

ускорить разработку, распространение и применение доступных, более чистых технологий, а также за счет повышения эффективности энергопользования и энергосбережения;

сочетать различные энергетические технологии, включая передовые и чистые технологии использования ископаемого топлива, в целях удовлетворения растущих потребностей

в энергообеспечении.

В соответствии с известным распоряжением Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р, подписанным Председателем Правительства В. Путиным, «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года», необходимо, в том числе, «обеспечить разработку и реализацию программ распространения знаний об использовании возобновляемых источников энергии и подготовки специалистов в области проектирования и эксплуатации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии».

Если говорить в этой связи о качественном потенциале системы подготовки кадров с высшим образованием для энергетики, то надо отметить, что перспективы отрасли сопряжены с многочисленными проблемами. Так, анализ приема в вузы в 2009 г. показал, что высшее техническое образование в России находится в серьезном кризисе, до 50% приема по соответствующим направлениям — это школьные троечники по математике и физике, то есть люди, которые с большой вероятностью не смогут освоить соответствующие профессиональные компетенции [1].

Только активная позиция университетов в создании новых средств и методов преподавания дисциплин, отвечающих требованиям и задачам современной и будущей энергетики, может исправить положение дел с подготовкой современных специалистов-энергетиков.

С 2005 г. по инициативе Электроэнергетического факультета МаРГУ на кафедре Электроснабжения и технической диагностики в МаРГУ начала создаваться лаборатория-практикум по возобновляемым источникам энергии, а также был подготовлен курс «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии». Полный список разработанных за последние годы лабораторных учебно-исследовательских стендов приводится ниже.

1. Изучение характеристик полупроводниковых преобразователей солнечной энергии.

2. Изучение характеристик концентраторов солнечного излучения.

3. Моделирование прихода солнечного излучения.

4. Снятие характеристик солнечного модуля и системы слежения.

5. Моделирование солнечного теплового коллектора.

6. Исследование термоэлемента.

7. Исследование характеристик топливного элемента.

8. Моделирование солнечной осветительной установки.

9. Изучение работы ветрогенератора ВЭУ-500 на нагрузку и накопитель энергии.

10. Изучение работы стенда для автоматизированных измерений ВАХ солнечных элементов и модулей.

При этом была поставлена задача, в первую очередь, отразить достаточно широкий спектр различных методов преобразования солнечной энергии, а также рассмотреть перспективы построения различных систем на основе ВИЭ.

Первые пять работ позволяют студентам познакомиться с физикой процессов преобразования солнечной энергии в электричество (фотоэлектричество) и тепло. В них изучаются: принцип работы солнечных элементов (СЭ) и его основные характеристики, его электронная эквивалентная схема, принципы соединения СЭ в солнечные модули (СМ), эффекты затенения, характеристики фотоэлектрического модуля с системой слежения за Солнцем, различные типы солнечных концентраторов, принципы неизображающей оптики (см. также [2]).

В работе «Исследование термоэлемента» студенты знакомятся с физикой еще одного метода преобразования солнечной энергии. Несмотря на внешнюю простоту установки (рис. 1), лабораторная работа позволяет достаточно подробно изучить физику работы полупроводникового термоэлектрогенератора и его физические, технические параметры и характеристики (к. п. д., термоэлектрическая добротность, ВАХ и т.д.).

Стенд «Исследование характеристик топливного элемента» может служить введением в современные методы, как преобразования, так и накопления энергии. Он позволяет студентам познакомиться с принципами работы электролизера и топливного элемента, подготавливая их к освоению солнечно-водородных систем. Электрическая схема стенда показана на рис. 2. Студенты знакомятся с процес-

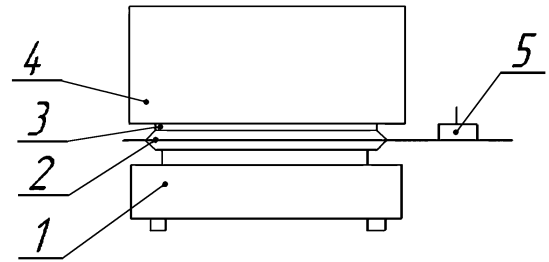


Рис. 1. Схема расположения термоэлемента в тепловом потоке: 1 — нагревательный элемент (электроплитка); 2 — термоэлектрический генератор; 3 — термопаста; 4 — термостат (алюминиевая кастрюля с водой); 5 — выводы на внешнюю нагрузку

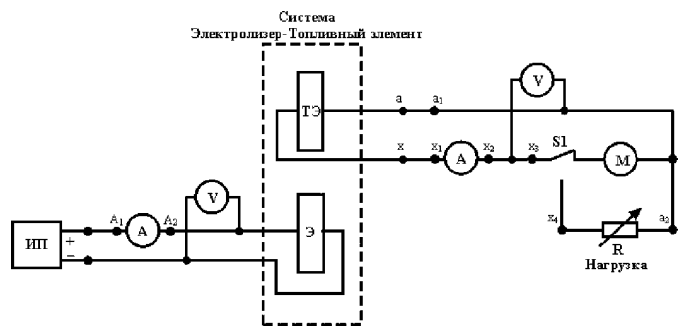


Рис. 2. Электрическая схема стенда, содержащего источник питания постоянного тока (ИП), электролизер (Э), топливный элемент (ТЭ) и измерительные приборы с различными видами нагрузки

сами электролиза воды, генерации водорода и кислорода, и обратным процессом получения электрической энергии. Еще одна версия установки была создана на базе обратимого топливного элемента, который работает поочередно с батареей солнечных элементов и электромотором, сочетая поочередно функции и электролизера и топливного элемента [3].

Важное направление в подготовке студентов занимает изучение современных методов получения, обработки и хранения информации, автоматизация различных процессов. С этой целью была создана система автоматического измерения ВАХ СЭ и СМ (работа №10). Это программно-аппаратный комплекс, позволяющий эффективно решать задачи измерения и обработки данных, мониторинга различных объектов в системах на ВИЭ. Комплекс состоит из устройства сбора данных NI USB 6008 для преобразования аналогового сигнала в цифровой и подключенного к измерительной схеме вместе с транзистором и резистором (рис. 3), персонального компьютера с гибким программным обеспечением собственной разработки. Созданная система позволяет про-

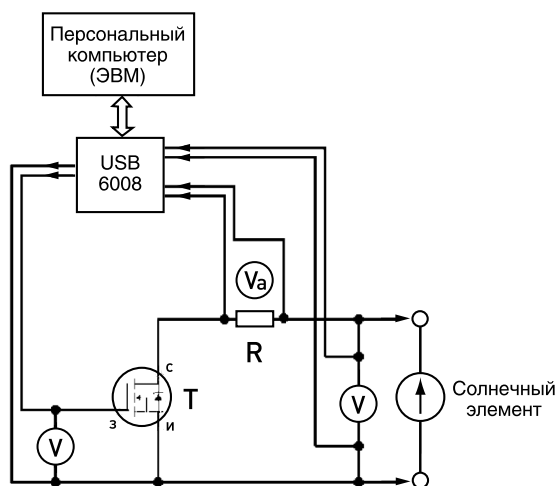


Рис. 3. Электрическая схема управляемой переменной нагрузки для работы №10

дить измерения токов и напряжения в цепи при различных нагрузках, получать зависимость тока от напряжения (ВАХ) тестируемых СЭ или СМ в виде таблиц и графиков.

Работы №8 и №9 позволяют изучать работу систем на основе ВИЭ и, в том числе, знакомиться с энергосберегающими осветительными устройствами. Ветрогенератор ВЭУ-500 установлен во дворе университета в зоне, позволяющей исключить какие-либо вандажные действия, а пульт управления установкой с нагрузкой и аккумулятором расположен в лаборатории, где проводятся занятия.

К достоинствам разработанных стендов можно отнести:

возможность адаптации лабораторного практикума под различные курсы (от экологических до физических) с требуемым уровнем понимания физико-технических процессов (от школьного до вузовского)[4];

наглядную демонстрацию работы солнечных элементов, модулей, концентраторов, топливных элементов и электролизеров, ветрогенераторов, термоэлементов и т.д. с возможностями снятия различных характеристик и параметров; обработкой и хранением соответствующей информации;

сравнение характеристик и параметров исследуемых объектов с теоретическими значениями и характеристиками;

демонстрацию хода лучей при взаимодействии с различными оптическими поверхностями, знакомство с принципами неизображающей оптики;

простоту в работе с установками, их компактность, позволяющую сконцентрировать

процесс обучения студентов на освоение основных физико-технических процессов, что позволяет при необходимости быстро адаптироваться будущим специалистам к работе с самыми современными устройствами и технологиями на основе ВИЭ;

возможности дальнейшей модернизации стендов в зависимости от пожеланий учебных заведений (стенды могут изготавливаться на хоздоговорной основе [5]).

Изучение студентами-электроэнергетиками на лекциях и практических занятиях теоретических вопросов использования ВИЭ существенно подкрепляется приобретением практических навыков на лабораторных занятиях.

Несмотря на 30 – 40% -ный ежегодный рост по многим видам ВИЭ во всем мире, в России часто можно слышать следующие вопросы. Нужно ли современным студентам-электроэнергетикам изучать ВИЭ? Почему все же возобновляемая энергетика важна для России, где много традиционных энергоресурсов?

Приведем несколько причин, по которым ВИЭ должны включаться в учебный процесс и активнее использоваться в РФ, чем это есть в настоящее время.

Во-первых, РФ получит экономические выгоды от использования ВИЭ, т.к. это позволит улучшить возможности экспорта уменьшением потребления ископаемых топлив внутри страны за счет ВИЭ и энергосбережения.

Во-вторых, переход к ВИЭ может осуществляться экономически эффективнее при использовании соответствующих механизмов снижения выбросов.

В-третьих, в то время, как ископаемое топливо представляет собой ограниченный ресурс и рано или поздно этот источник иссякнет, ВИЭ представляет собой неограниченный ресурс. Быть активными сейчас в разработке ВИЭ означает не попасть в зависимость от зарубежных разработок в ближайшем будущем.

В-четвертых, для огромной территории удаленных от центра территорий РФ, в частности, северных, уже сейчас экономически целесообразно использовать ВИЭ для энергоснабжения автономными системами.

В-пятых, имея хорошую базу по ископаемым энерго- и материальным ресурсам, а также отличные традиции и заделы в научно-технических исследованиях, в разработ-

ке сложнейших научно-технических проблем, РФ обладает хорошим потенциалом в создании конкурентоспособной продукции в области ВИЭ.

И, наконец, человек, который познакомился с существующими проблемами генерации энергии, проблемами экологии и энергосбе-

режения, перспективами различных систем на основе ВИЭ, обладает широким профессиональным кругозором, понимает мировые тенденции в своей профессиональной сфере и способен в полной мере решать самые сложные задачи энергетики в контексте устойчивого развития.

Ключевые слова: уровни потребления энергии, альтернативные технологии, возобновляемые источники энергии, подготовка кадров в области использования ВИЭ, лабораторные учебно-исследовательские стенды

ЛИТЕРАТУРА

1. ЕГЭ и прием в вузы. Средний балл абитуриентов, поступивших в Московские вузы по результатам ЕГЭ: август 2009 г. – М.: ГУ-ВШЭ, 2009.
2. Тюхов И.И., Кузнецов К. В. Учебный лабораторный стенд по солнечным концентраторам. Механизация и электрификация сельского хозяйства, 2006. – №2.
3. Тюхов И.И. Обратимые топливные элементы для солнечно-энергетических технологий // Вестник МГАУ, 2006. – №3(18).
4. Космические образовательные технологии: инвестиции в будущее (теория и практика) / Под. ред. М.А. Шахраманьяна, И.И. Тюхова, Н.С. Вощенковой. – Калуга: Институт повышения квалификации работников образования, 2009.
5. Тюхов И.И., Кузнецов К.В., Симакин В.В., Тихонов А.В. Учебно-исследовательские стенды по возобновляемым источникам энергии — инвестиции в будущее. Техника в сельском хозяйстве, 2010. – №2.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ НАСОСОВ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Урпин К.В., генеральный директор ООО «ТЕПЛО XXI века»

В последние годы во всем мире происходят значительные институциональные изменения в отраслях, которые раньше всегда находились в государственной собственности и государственном управлении: электроэнергетике, автодорожном, железнодорожном, коммунальном хозяйствах, магистральном трубопроводном транспорте, портах, аэропортах. Правительства передают во временное долго- и среднесрочное пользование бизнесу объекты этих отраслей, оставляя за собой право регулирования и контроля за их деятельностью.

С одной стороны, предприятия инфраструктурных отраслей — в первую очередь их сетевые, монопольные сегменты — не могут быть приватизированы ввиду стратегической, экономической и социально-политической значимости объектов инфраструктуры. Но, с другой стороны, в государственном бюджете нет достаточного объема средств, позволяющих обеспечивать в них простое и расширенное воспроизводство. Для того, чтобы разре-

шить это противоречие, в хозяйственной практике за рубежом используется концепция государственно-частного партнерства (ГЧП, Public-Private Partnership — PPP, дословно «общественно-частное партнерство»), которое представляет собой альтернативу приватизации жизненно важных, имеющих стратегическое значение объектов государственной собственности. Для России термин «государственно-частное партнерство» четко определяет ведущую роль государства.

Опыт западных стран убедительно показывает эффективность участия частных инвесторов в модернизации и развитии объектов жилищно-коммунальной сферы. Превращение всей сферы ЖКХ в сильный сектор городского хозяйства не возможно без образования так называемых локальных зон энергоэффективности (домов, кварталов, мини-ТЭЦ и т.п.), создаваемых частными инвесторами. Суть взаимодействия в рамках ГЧП (и не только) — в согласовании интересов. Причем оче-

видно, что если взаимодействие осуществляется, то у государства и бизнеса нашлись общие интересы. Партнерство возможно только тогда, когда заинтересованы оба партнера, и за счет взаимодействия они могут наиболее эффективно решить проблему. Государство четко продекларировало свою заинтересованность в этом вопросе. Президент России своим Указом от 21 мая 2009 г. постановил образовать Комиссию при Президенте по модернизации и технологическому развитию экономики России. Во вступительном слове на первом заседании 18 июня 2009 года Д.А. Медведев подчеркнул, что первое направление работы Комиссии — это энергоэффективность и энергосбережение.

Проблема энергоэффективности в нашей стране стоит настолько остро, что был издан Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» и принята «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года». До 2030 г. удельная энергоемкость экономики страны должна быть снижена в 2,7 раза. Инструментом реализации энергетической стратегии станет Федеральный закон № 261 ФЗ от 23.11.09 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Стратегической целью государственной политики в этой сфере является создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики для полного обеспечения российского ТЭК отечественными технологиями, научно-техническими и инновационными решениями. Для того, чтобы выполнить требования закона, одного утепления фасадов зданий явно будет не достаточно. Необходимо применение новых энергосберегающих технологий выработки тепловой энергии. И такие отечественные инновационные технологии есть, это — тепловые гидродинамические насосы — устройства для получения тепла, образующегося иначе, чем в процессе сгорания топлива.

При приобретении нового оборудования одним из основных критериев выбора является его экономическая эффективность. Однако часто встречающийся узкий подход — сравнение только вариантов стоимости вновь

приобретаемого оборудования, приводит к значительным финансовым потерям на этапах монтажа и эксплуатации. Для выбора оптимального варианта необходима комплексная оценка всех затрат.

Затраты на отопление, теплоснабжение и ГВС можно разделить на три группы:

- капитальные затраты;
- текущие эксплуатационные затраты;
- затраты на энергоноситель.

Но прежде чем приступить к оценке затрат, необходимо сделать выбор между централизованным и автономным видом отопления.

В плановом советском хозяйстве автономное теплоснабжение практически не развивалось, поскольку это не соответствовало государственной идеологии. Предпочтение отдавалось объектам, обслуживающим целые города. Львиная доля средств затрачивалась на строительство гигантских ТЭЦ, а котельные малой и средней мощности оставались на периферии государственных интересов в коммунальном теплоснабжении. Кроме того, развитие малой и средней энергетики существенно тормозила государственная политика в сфере цен на энергоресурсы. Из-за дешевизны основных видов топлива производители не нуждались в передовом ресурсосберегающем оборудовании.

С переходом к рыночной экономике ориентиры в российской энергетике изменились. Мощность действующих ТЭЦ с 1992 г. по 2006 г. уменьшилась с 725 млн. Гкал до 474 млн. Гкал. В то же время выросла выработка энергии в низкоэффективных котельных, оснащенных устаревшим оборудованием.

При подключении объекта к существующей централизованной системе теплоснабжения капитальные затраты на прокладку теплотрассы и оборудование теплового пункта ориентировочно составляют 1,7 – 3,95 млн. руб., в том числе:

на прокладку теплотрассы при ее удаленности на расстояние 500 м — от 1,5 до 3,75 млн. руб. По разным данным стоимость прокладки 1 м современной теплотрассы (трубы с пенополиуретановой теплоизоляцией) составляет от 4000 до 8500 руб.;

на закупку и монтаж оборудования для теплового пункта — порядка 200 тыс. руб.

Получить сведения о стоимости строительства теплотрассы очень сложно. В коммерческих предложениях говорится, что она определяется персонально для каждого конкрет-

ного клиента. Тем не менее, нам удалось найти некоторые данные, приведенные в табл. 1,

дающие приблизительное представление о стоимости работ.

Таблица 1

Предприятие	Город, поселок	Способ прокладки	Диаметр Ду, мм.	Общая длина, м	Общая стоимость, руб.	Стоимость, 1 погонного метра, руб.
«Теплоэлектромонтаж»	г. Королев, Моск. Обл.	Наружный по эстакаде	50-250	320	598 000	1 869
«Теплоэлектромонтаж»	г. Москва	В лотках	80	150	580 000	3 867
Конкурсная цена	г. Княгинино Нижегород.о.	В лотках	250	316	2 573 873	8 145
ЗАО «Сантехремонт»	г. Москва	Без земельных работ	250			4 600

Самый простой способ сделать систему отопления энергосберегающей — приблизить производство тепла к потребителю этого тепла и не терять его в изношенных теплотрассах. Себестоимость тепла практически повсеместно значительно ниже цены тепла, покупаемого «со стороны». Намного перспективней тратить деньги на свое собственное развитие, а не на развитие другого предприятия, являющегося, как правило, монополистом.

Второй вопрос, на который необходимо ответить: какой вид энергоносителя выбрать? Существующие виды автономного теплового оборудования по виду энергоносителя можно подразделить на твердотопливные (уголь, дрова), на жидком топливе (мазут, дизельное топливо), газовые и электрические (трубчатые электронагреватели — ТЭНы, электродные, индукционные и т.д.). Каждый вид оборудования имеет свои достоинства и недостатки и находит своего потребителя.

Основными типами оборудования для децентрализованных систем, на которые по большей части и ориентируются при разработке последних, являются достаточно традиционные нагревательные устройства, основанные на прямом нагреве теплоносителя. Однако, как отмечают многие специалисты, такие устройства обладают целым рядом недостатков, снижающими их конкурентоспособность по сравнению с централизованными системами теплоснабжения. Среди них: более высокий удельный расход топлива и потенциально более высокая опасность в эксплуатации. Кроме этого при эксплуатации твердотопливных котлов необходимо доставлять, разгружать и хранить топливо, утилизировать шлаки, устанавливать и эксплуатировать очистные системы. За утилизацию шлаков необходимо вносить зна-

чительную «плату за негативное воздействие на окружающую среду». Кочегары должны работать в три смены, что значительно увеличивает эксплуатационные расходы. Использование котлов на жидком топливе снимает часть проблем, однако, стоимость жидкого топлива значительно выше, чем твердого.

При выборе теплового оборудования все большее внимание уделяется экологической безопасности. Тепловое оборудование на твердом и жидком топливе во многих случаях не проходит по критерию экологической безопасности, так как при сгорании этих видов топлива выделяется много вредных веществ, а при сгорании твердого топлива еще остается большое количество шлаков, которые необходимо утилизировать.

Поэтому реально во многих случаях выбор стоит между газом и электричеством.

Капитальные затраты на строительство газовой котельной значительно выше, чем при применении электронагревательного оборудования. Например, на сайте одной компании, предоставляющей услуги по газификации промышленных объектов и частных домов в Московской области, приведен перечень выполняемых компанией работ при газификации объекта:

- оформление подключения газа, подготовка необходимых первичных документов для подачи заявки на газификацию объекта (оформляются необходимые документы на подключение газа, определяется стоимость подключения газа, цены);

- получение технических условий (оформление земля, коттедж, газ);

- оформление газа и составление проектной документации (на этом этапе определяется газовый трест);

проектирование газоснабжения дома или проектирование газоснабжения коттеджа, согласование и утверждение проекта;

согласование схемы подключения газа в соответствующих государственных инстанциях;

монтаж газовой трубы от газовой магистрали к объекту, подключение магистрального газа, подведение газа;

врезка газа в газовую магистраль;

приемка объекта специалистами газовых и противопожарных служб, оформление газа;

сдача объекта в эксплуатацию.

Стоимость работ по подключению к газовой магистрали объекта и тепловой мощностью 90 и 100 кВт и оснащение его необходимым оборудованием ориентировочно может составить 10,3 млн. рублей, в том числе:

подготовка и согласование проектной и разрешительной документации — 5 млн. рублей;

прокладка газопровода (с учетом всех затрат на материалы, оборудование и работы) — 10 тыс. руб. за 1 метр, при расстоянии 500 м затраты на прокладку составят 5 млн. рублей;

затраты на установку и подключение газового оборудования (включая приемку объекта газовой службы и противопожарной службы) — 20 и 50 тыс. рублей;

затраты на приобретения котла мощностью 90 кВт с комплектом автоматики — 200 тыс. рублей.

затраты на установку и подключение котла (включая приемку газовой службой) — 45 тыс. рублей;

приобретение и установка дымохода (из нержавеющей стали) — 60 тыс. рублей.

Сроки реализации проекта газификации объекта с учетом получения всех согласований и разрешений составляют в среднем 1,5 года. При этом газовый трест может и не дать разрешения на подключение объекта к магистральному газопроводу.

Тепловые гидродинамические насосы не требуют разрешения на применение от Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (письмо Управления государственного энергетического надзора исх. № 10-05/2845 от 26 сентября 2007 г.). При наличии свободной электрической мощности объект может быть обеспечен теплом в минимальный срок.

Эксплуатационные расходы на отопление, теплоснабжение и ГВС при использовании электронагревательных устройств также зна-

чительно ниже, чем для газовых котлов. Это вызвано тем, что электронагревательные устройства пожаро-, взрывобезопасны, не производят вредных выбросов. Поэтому в отличие от газовых котельных, нет необходимости в использовании и обслуживании систем пожаро- взрывобезопасности и устройств, предотвращающих вредные выбросы. Соответственно нет необходимости в расходных материалах и запасных частях к ним, в оплате специалистов, обслуживающих эти системы. Газовые котельные должны обслуживаться персоналом со специальным допуском, состояние оборудования регулярно проверяется многочисленными контролирующими органами и т.д. Эксплуатация тепловых установок с электрической мощностью до 100 кВт осуществляется без лицензии (ФЗ № 28-ФЗ от 03.04.96 г.). Они просты в техническом обслуживании, их может обслуживать электрик без специального допуска.

Затраты на энергоносители.

Не топливо должно быть дешевым, а тепло, которое потребители получают во время зимних холодов.

По сравнению с тарифами на электроэнергию, тарифы на газ растут опережающими темпами. Тарифы на электроэнергию для населения предполагается повышать в 2009 – 2011 гг. — на 25 процентов ежегодно. Цены на газ, отпускаемый населению, увеличатся в 2009 г. — на 25%, в 2010 г. — 30%, а в 2011 г. — 40% (заявление заместителя главы Минэкономразвития Андрея Клепача 06.05.2008 г.). Кроме этого, расходы на электроэнергию можно снизить при использовании многотарифных электросчетчиков. Например, на базе отдыха «Дубна», г. Сергиев Посад Московской области, установлены пятитарифные счетчики. Минимальный тариф за 1 кВт·ч электроэнергии — 80 коп, максимальный — 5,00 руб. Нагрев воды для отопления и ГВС в накопительной емкости (или баки – аккумуляторы) ведется при минимальном тарифе, что снижает расходы еще на 30%.

Тепловые гидродинамические насосы эффективнее электронагревательных устройств других видов. При подборе мощности ТЭНовых, электродных и других электронагревательных устройств, в проект закладывается 1 кВт электрической мощности на 10 м² площади обогреваемых помещений. При укрупненном подборе мощности тепловых гидроди-

намических насосов типа «ТС1», 1 кВт установленной мощности должен обогревать 30 м². (или 90 м³). Поэтому для обогрева помещений требуется меньшая выделенная электрическая мощность, силовой кабель значительно меньшей стоимости, что во многих случаях при ограничениях на потребление электроэнергии является определяющим фактором при выборе вида электронагревательного оборудования.

Сравним стоимость отопления здания объемом 18 – 20 тыс. м³ при отоплении газом, электричеством и дизельным топливом на примере Новосибирска. Стоимость энергоносителей приведена из табл. 2 (цены на 1 января 2008 г).

Дизельная модульная котельная мощностью 500 кВт, «Пятисотка», с котлом REX-50, горелка Escoflam, производства ООО «ПромКотел», отапливаемая площадь около 6000 м². Потребляемая мощность — 5 кВт. Расход топлива в среднем — 50 кг/час. Для отопления помещения объемом 6 000 · 3 = 18 000 м³ котельная будет расходовать в месяц 50 · 24 · 30 = 36 000 кг. дизельного топлива и 5 · 24 · 30 = 3 600 кВт электроэнергии. При ценах из табл. 1 стоимость отопления в месяц будет составлять: 36 000 · 24,40 + 3 600 · 2,14 = 886 104 руб.

Транспортабельная блочно-модульная котельная ТМБК-07 ТУ 4938-001-09211804-

2007 тепловой мощностью 700 кВт, производства ОАО «ЭНЕРГОСТРОЙ», предназначена для отопления объектов объемом 21 000 м³. Максимальный расход топлива — 77 м³/час. Затраты только на оплату сетевого газа в месяц будут составлять:

$$77 \cdot 24 \cdot 30 \cdot 2,5 = 138\,600 \text{ руб.}$$

При применении тепловых гидродинамических насосов ТС1-075 на отопление близкого по объему здания Филиала «Пластикс М» г. Рошаль Московской области затрачивалось:

$$45\,455 \cdot 2,14 = 97\,273,7 \text{ руб.}$$

Фактические данные по расходу электроэнергии на отопление тепловыми гидродинамическими насосами типа «ТС1» приведены в табл. 3 (<http://www.ratron.su>).

Из таблицы видно, что даже затраты на энергоноситель у тепловых гидродинамических насосов типа «ТС1» ниже, чем у газовых котлов.

Что же из себя представляют тепловые гидродинамические насосы? Тепловые гидродинамические насосы — это наиболее перспективный тип «кавитационных» («вихревых») теплогенераторов, устройств для получения тепла, образующегося иначе, чем в результате сгорания топлива. Тепловые гидродинамические насосы типа «ТС1» — современные, высокоэффективные, автономные, энергосбе-

Таблица 2

Стоимость энергоносителей

Топливо	Калорийность, Ккал/кг	Усредненные цены за ед. топлива по области, руб./кг	Цена за 1 Гкал с НДС,руб.	Кэф	Рэф, кВт
Торф	2800	0,50	180	-	-
Уголь каменный	5000	1,25	250	80	-
Масло отработанное	8000	2,00	250	20	0-100
Газ сетевой	7900	2,50	316	100	-
Сжиженный газ	13600	9,00	660	10	-
Дрова	3000	2,00	670	30	свыше100
Тарифы на тепловую энергию по области ОАО «Новосибирскэнерго»	-	-	690	90	-
Мазут	9800	7,60	780	40	до 100
Пеллеты (гранулы)	5000	4,30	860	20	-
Нефть сырая	10800	11,00	1018	50	До 100
Торф брикетированный	4200	5,00	1190	-	-
Газовый конденсат	10400	14,00	1350	10	-
Бензин АИ80	10200	20,00	1960	-	-
Керосин	10100	21,70	2150	-	-
Дизельное топливо	10300	24,40	2370	70	-
Электрическая энергия	-	2,14*	2480	60	-

Таблица 3

Организация	Строительный материал здания	Объем Помещений, м ³	Назначение объекта	Средняя температура, Град.	Затраты, электроэнергии за месяц, кВт/час	Потребляемая электрическая мощность в час, кВт	Объем, обогреваемый 1 кВт, м ³
Филиал ООО «Пластикс М»	Кирпич	20 433	Цех	18-20	45 455	63,13	323,66
ООО «Рубеж»	Сендвич-панели	22 000	Склад	8-10	20 000	27,78	792,00
ООО «ТРИНВ»	Сендвич-панели	33 000	Склад	10-12	29 825	41,42	796,66
ООО «Туба»	Сендвич-панели	26 500	Цех	18-20	54 000	75,00	353,33
ООО «Апекс Терминал»	Сендвич-панели «Вентал»	3 850	Офис	22-24	32 496	56,00	728,16
		28 400	Склад	8-10			
ЗАО «Слайн-Центр»	Кирпич	7 000	Офис	20-22	15 000	20,83	336,00
ПБЮЮЛ Замотаева	Металлический ангар	4 500	Ремонтный цех	15-18	8 171	11,35	391,56
ООО «Север Свет» (г. Череповец)	Сендвич-панели	7 200	Производственный цех	15	10 117	13,74	523,81
ООО «Стеклоцентр» (г. Калининград)	Кирпич	6 000	Производственный цех	15-18	3 556	4,94	1214,80

регающие, экологически безопасные системы отопления, теплоснабжения и горячего водоснабжения. Тепловые гидродинамические насосы предназначены для:

автономного отопления жилых, офисных, спортивных, производственных и складских помещений, теплиц и т.д.;

нагрева воды для бытовых и технологических целей, бань, прачечных, бассейнов и т.д.

Тепловые гидродинамические насосы обладают многими достоинствами: вырабатывают экологически чистое тепло, могут использоваться в сейсмически опасных зонах, взрывопожаробезопасны, незаменимы в горной местности при террасной застройке, могут работать в комплексе с ветроэлектростанциями и малыми ГЭС. При наличии тепловых аккумуляторов тепловые гидродинамические насосы позволяют использовать в ночное время свободную электроэнергию по минимальным тарифам. На основе тепловых гидродинамических насосов «ТС1» можно монтировать автономные узлы тепловой мощностью от 100 кВт до 1 МВт.

Серийно выпускаемые (ТУ 3631-001-78515751-2007, Сертификат соответствия № РОСС RU.АЯ46.В12043) тепловые гидродинамические насосы типа «ТС1» представляют собой стандартный асинхронный электро-

двигатель 3000 об/мин, напряжением питания 380 В., смонтированный на одной раме с теплогенератором, преобразующим механическую энергию в тепловую. Они полностью подготовлены для подключения к новой или существующей системе отопления, а конструкция и габариты теплового гидродинамического насоса упрощают его размещение и монтаж в индивидуальном тепловом узле. Общий вид стационарного теплового пункта показан на рис. 1, блочно-модульного теплового пункта — на рис. 2.

Принцип работы теплового гидродинамического насоса основан на физическом законе превращения кинетической энергии воды в тепловую. Вода или другой жидкий теплоноситель под давлением подается в теплогенератор. При встрече с быстро вращающимся диском теплогенератора частицы воды, прилегающие к диску, под действием центробежной силы стремятся к периферии корпуса теплогенератора, а частицы, прилегающие к ее стенкам, движутся от периферии к центру. При встрече частиц наступает разрыв сплошности среды, что ведет к образованию кавитационных пузырьков. Такой вид кавитации называется гидродинамическим. Под действием сил гравитации и межмолекуляр-



Рис. 1. Стационарный тепловой пункт



Рис. 2. Блочно-модульный тепловой пункт

ных связей молекул воды кавитационные пузырьки взрывообразно «схлопываются» с выделением тепла. Так как кавитационные процессы происходят на расстоянии от поверхности вала и корпуса, конструктивные элементы теплогенератора не подвергаются разрушению. Это обстоятельство подтверждается эксплуатацией оборудования с 2003 года на многих объектах в России и за рубежом.

Тепловые насосы и тепловые гидродинамические насосы, схожие по названию, но различны по принципу превращения электрической энергии в тепловую. Тепловые насосы могут использовать в качестве источника тепла энергию грунта земельного участка. Трубопровод, в котором циркулирует жидкий теплоноситель, зарывается в землю. Желательно использовать участок с влажным грунтом, идеально с близкими грунтовыми водами, однако сухой грунт не является помехой – это приводит лишь к увеличению длины контура. Ориентировочное значение тепловой мощности, приходящейся на 1 метр трубопро-

вода, 20...30 Вт. Таким образом, для установки теплового насоса производительностью 10 кВт необходим земляной контур длиной 350...450 метров, для укладки такого контура потребуется участок земли площадью около 400 м². Тепловые насосы целесообразно использовать в основном на небольших отдельно стоящих объектах с прилегающими земельными участками. Применение тепловых насосов требует значительных капитальных затрат. Они составляют 200 – 2000 долл. на 1 кВт потребной мощности отопления. Тепловой насос оправдывает себя только в хорошо утепленных помещениях с теплопотерями не более 100 Вт/м². Чем теплее само здание, тем больше выгода от применения тепловых насосов. Чем больше разница температур теплоносителей во входном и выходном контурах, тем меньше коэффициент преобразования энергии, то есть меньше будет экономия электроэнергии. Поэтому более выгодно подключение агрегата к низкотемпературным системам отопления. Максимальный коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую в системе отопления, в состав которой входит тепловой насос и постоянно декларируемый продавцами, достигает 4,5 – 5. При этом не уточняется, что такой коэффициент возможен при температуре теплоносителя обратной магистрали до +30°C. Такая температура «обратки» устанавливается при значении окружающего воздуха 0 – 5°C, что соответствует минимальным зимним температурам Южного Федерального округа. В условиях суровых зим Урала и Сибири, при существующих системах теплоснабжения, применение тепловых насосов возможно только в тандеме с другими источниками тепловой энергии — электрическими ТЭНами, которые в свою очередь имеют как плюсы, так и существенные минусы.

Альтернатива тепловым насосам — тепловые гидродинамические насосы типа «ТС1» позволяют наиболее рационально, с минимальными затратами решить задачу автономного теплоснабжения, при этом экономить ресурсы и обеспечить высокие требования пожаробезопасности и экологичности.

В тепловом гидродинамическом насосе типа «ТС1» процесс нагрева происходит при оборотах вала $2960 \pm 1,5\%$. На других оборотах эффективность снижается. Регулирование температурного режима осуществляется

включением – выключением электродвигателя по сигналам с датчика температур. При достижении теплоносителем максимальной температуры, задаваемой потребителем, электродвигатель выключается, при охлаждении теплоносителя до минимальной заданной температуры – включается. Диапазон задаваемых температур должен быть не менее 20°C. При правильном подборе мощности, в среднем за отопительный сезон, изделие работает 25 – 30 % времени. Это обстоятельство необходимо учитывать при расчете текущих затрат на электроэнергию при эксплуатации тепловых гидродинамических насосов.

Максимальная температура нагрева теплоносителя — 95°C. Эта температура задается требованиями СНиП 2.04.05-91 «Отопле-

ние, вентиляция и кондиционирование». Под эти требования подобрана марка торцевых уплотнений. При незначительном изменении конструкции подшипникового узла можно получить на выходе теплоноситель, нагретый до 180°C.

Начиная с отопительного сезона 2003 – 2004 гг. около пятисот установок «ТС1» эксплуатируются в регионах РФ, ближнем и дальнем зарубежье .

Более подробная информация о тепловых гидродинамических насосах типа «ТС1», в том числе фотографии некоторых объектов, и тепловых узлов, на которых работают установки типа «ТС1», отзывы потребителей, научные публикации и т.д., размещена на сайте www.ratron.ru.

Ключевые слова: тепловые насосы, тепловые гидродинамические насосы, энергоэффективность, затраты на энергоносители



ДМИТРИЮ СЕМЕНОВИЧУ СТРЕБКОВУ — 75

11 марта исполнилось 75 лет Дмитрию Семеновичу Стребкову — одному из ведущих специалистов в области использования возобновляемых источников энергии в России и в мире.

Дмитрий Семенович Стребков — доктор технических наук, профессор, действительный член Всесоюзной Академии сельскохозяйственных наук (ВАСХНИЛ), директор Всероссийского научно-исследовательского института электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ), заслуженный изобретатель и заслуженный деятель науки СССР и России, член Президиума Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников, руководитель рабочей группы ЮНЕСКО по образованию в области солнечной энергетики, председатель Российской секции Международного общества по Солнечной энергии, заместитель председателя Российского комитета по использованию возобновляемых источников энергии.

Д.С. Стребков — крупнейший ученый с мировым именем в области возобновляемой энергетики и новых энергетических технологий, электрификации и автоматизации сельского хозяйства, энергосбережения, новых методов резонансной и беспроводной передачи электроэнергии, разработок новых видов топлива. Им созданы принципиально новые направления научно-исследовательских и конструкторских работ по развитию и использованию малой и нетрадиционной энергетики и энергетического обеспечения аграрно-промышленного комплекса России на основе ис-

пользования энергии солнца, ветра, водотоков, биомассы и ряда новых эффективных энергетических технологий и технических средств.

Прорывным созданным им научно-техническим направлением является разработка фотоэлектрического преобразования концентрированного солнечного излучения и создание принципиально нового класса преобразователей на основе матричных полупроводниковых структур и концентраторов солнечной энергии. Оно представляет приоритет советской и российской науки и в настоящее время признано во всем мире, как наиболее эффективное в реализации заложенных предельных энергетических и экономических возможностей использования энергии солнца.

Впервые в мире им созданы бесхлорные технологии получения солнечного кремния, технологии безполимерной герметизации солнечных модулей. Многие из этих разработок благодаря его организаторским усилиям реализованы и внедрены в производство и эффективное практическое использование.

Им предложена и обоснована глобальная солнечная резонансная система энергоснабжения, способная на протяжении миллионов лет круглосуточно обеспечивать все потребности человечества в электроэнергии.

Его научную деятельность обобщают десятки монографий, более 1200 научных публикаций и 400 авторских свидетельств и патентов на изобретения СССР и России, до 60 зарубежных патентов. Большой вклад Д.С. Стребкова в отечественную науку и практическую энергетику

отмечен многими правительственными и отраслевыми наградами и высокими почетными званиями.

Благодаря его многолетней плодотворной работе направление ВИЭ неуклонно развивалось в СССР и активно развивается в России и в течение многих лет обеспечивается мировой паритет России в важнейшей области деятельности человечества, открывающей широкие перспективы решения глобальных энергетических и экологических проблем будущего.

В течение многих лет Д.С. Стребков проводит активную и плодотворную работу по подготовке инженерных и научных кадров. Он является председателем экспертного совета ВАК Минобрнауки Российской Федерации по инженерным агропромышленным специальностям, председателем докторского диссертационного Совета при ВИЭСХ, председателем ряда научно-методических советов по энергообеспечению сельского хозяйства и по инфокоммуникационным тех-

нологиям, заведующим кафедрой ЮНЕСКО «Возобновляемая энергетика и сельская электрификация». Плодотворная деятельность научной школы Д.С. Стребкова отражена во многих кандидатских и докторских диссертациях, выполненных и защищенных под его руководством.

Д.С. Стребков — человек целеустремленный, волевой, прекрасный организатор и аналитик, человек многогранных дарований. В общении с коллегами его отличает интеллигентность, доброжелательность, принципиальность.

Редакционный совет журнала «Малая энергетика», коллеги, друзья и соратники Дмитрия Семеновича Стребкова от всей души поздравляют его со знаменательным юбилеем и желают ему новых творческих успехов, доброго здоровья, семейного благополучия и свершения всех намеченных планов.

Мы надеемся на многолетнее дальнейшее сотрудничество с Вами, многоуважаемый Дмитрий Семенович.



КОМИТЕТУ РОССИЙСКОГО СОЮЗА НАУЧНЫХ И ИНЖЕНЕРНЫХ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ПО ПРОБЛЕМАМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ — 10 ЛЕТ

24 апреля 2012 г. исполняется 10 лет создания и работы Комитета Российского Союза научных и инженерных общественных организаций (РосСНИО) по проблемам использования возобновляемых источников энергии (Комитет ВИЭ).

Комитет ВИЭ был создан постановлением Координационного Совета Российского Союза научных и инженерных общественных организаций (Президент — академик Гуляев Ю.В., вице-президент — Ситцев В.М.) по инициативе ныне покойного Первого секретаря Координационного Совета РосСНИО Кошелева Константина Олеговича, принимавшего активнейшее участие во всех делах Комитета ВИЭ.

Председателем Комитета ВИЭ со дня его основания и по настоящее время является его создатель, д.т.н. Безруких П.П. Работой и текущей деятельностью Комитета руководит Президиум Комитета ВИЭ. Основу структуры Комитета ВИЭ составляют его проблемные комиссии и отраслевые секции, ведущие работу по отдельным крупным проблемам возобновляемой энергетики.

Комитет ВИЭ объединил в своем составе более 80-ти представителей ведущих организаций России — крупнейших ученых и инженеров, работающих в области ВИЭ. В их числе академики, профессора, заслуженные деятели науки и изобретатели России, лауреаты государственных премий, доктора и кандидаты наук: Стребков Д.С., Виссарионов В.И., Елистратов В.В., Липатов Ю.А., Панцхава Е.С., Соловьев А.А., Бутузov В.В., Затопляев Б.С., Евдокимов В.М., Закиров Д.Г., Калнинь И.М., Карабанов С.М., Кирпичникова И.А., Маслов Л.А., Попель О.С., Тайсаева В.Т., Томаров Г.В., Харченко В.В., Шеклеин С.Е., Бляшко Я.И., Вакулко А.Г., Грибков С.В., Копылов А.А., Лавров В.С., Минин В.А., Николаев В.Г., Понкратьев П.А., Шеин В.Я., Юдаев И.В и многие другие.

Активными деятелями Комитета ВИЭ были ныне покойные Осипов М.И., Поваров О.А., Тарнижевский Б.В., Шпильрайн Э.Э., Ваинштейн С.И., Алексеев В.В., Шпак А.А., Грилихес В.А. В Комитете ВИЭ свято чтут память покойных соратников.

Комитет ВИЭ принимает активнейшее участие в решении ряда важнейших для Российской науки и инженерии задач в области ВИЭ, в числе которых:

объединение и профессиональная консолидация ученых, инженерно-технических работников и специалистов, работающих в области создания и использования оборудования и установок на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ);

определение приоритетных направлений развития научно-технического прогресса в области возобновляемой энергетики; формирование и осуществление единой государственной научно-технической политики в области ВИЭ, разработка федеральных и региональных программ развития ВИЭ в России. Важнейшим результатом деятельности Комитета ВИЭ явилась разработка проектов законодательных актов по ВИЭ, часть из которых после рассмотрения и доработки в профильных министерствах была утверждена Правительством РФ. Важнейшим из них явилось Распоряжение 1-р от 08.01.2009 г. «Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе ВИЭ до 2020 г.»;

отбор, экспертиза, технико-экономическое обоснование, разработка и практическое внедрение новых идей, изобретений, технологий, перспективной техники;

развитие передовых методик образования, учебного процесса и материальной базы в высшей и средней школе в области ВИЭ. Под эгидой Комитета ВИЭ были разработаны десятки монографий и учебных пособий по ВИЭ;

содействие международному сотрудничеству в области ВИЭ, развитию связей с научной и инженерно-технической общественностью зарубежных стран, интеграции российских специалистов в мировое научное сообщество;

организация обучения, стажировки и обмена опытом специалистов, научных и практических работников, аспирантов и студентов в зарубежных компаниях, фирмах, высших учебных и научных учреждениях, а также приеме в России зарубежных ученых и специалистов, работающих или обучающихся в области ВИЭ;

организация учебных курсов, научно-практических семинаров, школ передового опыта по повышению квалификации научных и инженерных кадров;

проведение научно-технических конкурсов, важнейшим из которых является общероссийский конкурс “Лучший инженер года” по номинации «Возобновляемая энергетика»;

организация и проведение в России и за рубежом выставок, научных и научно-технических совещаний, конференций, симпозиу-

мов, семинаров в целях обмена опытом, распространения и внедрения в практику научно-технических достижений;

привлечение научно-исследовательских организаций соответствующего профиля для выполнения научно-исследовательских, проектно-конструкторских и внедренческих работ в области ВИЭ.

По вопросам развития возобновляемой энергетики Комитет ВИЭ совместно с руководством РосСНМО неоднократно обращался к Президенту и Председателю Правительства, также Руководству Государственной Думы Российской Федерации. Эти обращения несомненно способствовали решению проблем развития использования ВИЭ в России.

Редакционный совет журнала «Малая энергетика» от всей души поздравляет Комитет РосСНМО со знаменательным юбилеем и желает больших творческих и производственных успехов, свершения всех намеченных планов и доброго здоровья всем его членам.

ИТОГИ III-го МЕЖДУНАРОДНОГО ФОРУМА ENERGY FRESH 2011

28 – 29 сентября в Москве в ЦВК «Экспо-центр» состоялось главное событие 2011 года, посвященное возобновляемым источникам энергии и энергосберегающим технологиям, — III Центральный Международный форум ENERGY FRESH 2011. Организатор форума — компания SBCD Expro. Эксперты отмечают рост интереса россиян к теме использования возобновляемых источников энергии и энергосберегающих технологий, и эти оценки полностью подтвердила прошедшая выставка, которая собрала более 200 экспонентов и конгрессменов из субъектов Российской Федерации, стран СНГ и 12 стран мира. В работе форума приняли участие представители региональных и муниципальных властей, ведущие российские и международные промышленные компании, научно-исследовательские институты, проектные бюро.

На торжественной церемонии открытия III Международной выставки ENERGY FRESH выступил Э.Г. Гулиев, издатель, главный редактор журнала ENERGY FRESH, руководитель проекта ENERGY FRESH, а также почетные гости мероприятия: А.А. Либет, член общественной палаты РФ, руководитель рабочей группы по вопросам энергообеспечения, энергоэффективности и энергосбережения, заместитель председателя Общественного совета при Министерстве промышленности и торговли РФ, Андреас Томас, старший вице-президент по развитию бизнеса Vestas Central Europe, В.Х. Бердин, директор департамента стратегического планирования и партнерства Международного центра устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО, Антонио Бертолазо, директор по внешним связям ECOWARES.p.A., Исмо Коскинен, советник по науке, технике, транспорту, энергетике и защите окружающей среды Представительства Европейской Комиссии в России.

На выставке можно было ознакомиться с продукцией ведущих мировых производителей чистой энергии: высокотехнологичные солнечные панели на основе поли- и монокристаллов компании WESWEN и компании POWERCOM, тонкопленочные солнечные панели компании HEVEL, ветротурбины компаний VESTAS и SIEMENS, электромобили, электроскутеры, электромотоциклы, элект-



Выставка ENERGY FRESH собрала более 200 экспонентов и конгрессменов из субъектов Российской Федерации, стран СНГ и 12 стран мира (фото: energy-fresh.ru)



Торжественная церемония открытия форума ENERGY FRESH 2011 (фото: energy-fresh.ru)

ровелосипеды, гольф-кары компаний Wellness и Ekomotors, премьера этого года – электромобиль Nissan Leaf, тепловые насосы WESWEN, интересные решения для любителей путешествий, пикников, охоты, рыбалки, альпинизма — генераторы на солнечной энергии — фирмы SMARTSOLAR, светодиодные лампы, энергоэффективные уличные фонари и решения для уличной рекламы компании АСМЕPOWER и многое-многое другое.

В рамках форума проходил III Международный конгресс ENERGY FRESH 2011, который продемонстрировал возрастающую актуальность вопросов использования возобновляемых источников энергии в России, заин-



тересованность российских госструктур и бизнеса в зарубежном опыте по разработке и внедрению ВИЭ, усиливающееся желание иностранных производителей выходить на российский рынок со своими многочисленными предложениями, а также вскрыл неготовность российской законодательной базы к появлению такого непривычного для нашей страны понятия, как «возобновляемые источники энергии».

Открыл пленарное заседание, посвященное перспективам развития ВИЭ в России, и произнес приветственное слово участникам конгресса Эльчин Гулиев, издатель, главный редактор журнала ENERGY FRESH, руководитель проекта ENERGY FRESH. Первый доклад Исмо Коскинена, советника по науке, технике, транспорту, энергетике и защите окружающей среды Представительства Европейской Комиссии в России, затрагивал вопросы сотрудничества ЕС и России в области энергоэффективности и возобновляемых источников энергии.

Следующий выступающий, Владимир Литвак, руководитель подразделения новой энергетики, энергоэффективности и экологического финансирования Департамента инвестиционно-банковской деятельности ВТБ Капитал, сообщил, что подразделение, которое он возглавил, было создано всего неделю назад и рассказал о деятельности ВТБ Капитал в сфере финансирования проектов ВИЭ и энергоэффективности.

Людмила Кожанова, руководитель сектора мировой энергетики в контексте устойчивого энергетического развития Департамента научно-экспертной и аналитической деятельности Международного центра устойчивого энергетического развития под эгидой ЮНЕСКО, рассказала о деятельности МЦУ-

ЭР, направленной на реформирование энергоэффективности, энергосбережения и использования ВИЭ в Российской Федерации.

В секции «Солнечная энергетика» выступили представители крупнейших компаний, производящих солнечные панели и оборудование для солнечной энергетики.

Barbara Rudek, Manager Governmental Policy Affairs компании Sharp Energy Solution рассказала собравшимся о стратегии компании в меняющейся среде и роли новых рынков.

Antonio Bertolaso, директор по внешним связям компании ECOWARE S.p.A., вкратце осветил вопрос применения солнечной энергетики в мире, подчеркнул важность миссии и стратегии ECOWARE S.p.A., а также поделился надеждами, которые компания связывает с российским рынком.

Руководитель направления отдела развития компании Viessmann Михаил Мурашко заострил внимание на различиях плоских и вакуумных коллекторов, производимых компанией для обеспечения частных и муниципальных объектов горячим водоснабжением.

Sebastian Haupt, менеджер по солнечным технологиям MAG Switzerland, выступил с докладом «Возможности и проблемы для инвестирования в заводы по производству солнечных модулей».

С докладом «Мировой производитель солнечных решений – теперь и в России» выступил Алексей Морозов, менеджер по дистрибуции представительства POWERCOM Russia. Он заметил, что Восточная Сибирь не уступает по уровню инсоляции Югу России, и заверил собравшихся в больших перспективах солнечной энергетики в нашей стране.

Начальник отдела развития бизнеса в СНГ компании Nevel Максим Шевченко рассказал о передовой технологии, которую применяет компания при создании тонкопленочных солнечных панелей, и об использовании солнечной энергии в объектах инфраструктуры.

Сергей Скроцкий, эксперт Департамента технической поддержки «Акку-Фертриб», рассказал о трех вариантах технологий изготовления специальных аккумуляторов компании GNB Industrial Power для систем с использованием энергии солнца и ветра.

Секцию «Ветроэнергетика» открыл Андреас Томас, старший вице-президент по развитию бизнеса Vestas Central Europe, рассказав

о разработке и реализации проектов компании на развивающихся рынках. Отметим, что компания Vestas стала серебряным спонсором форума ENERGY FRESH 2011.

Константин Беляев, ведущий специалист Департамента «Энергия из возобновляемых источников» компании Siemens, выступая с докладом «Перспективы развития возобновляемых источников энергии в России», отметил, что сценарии развития ветроэнергетики в России сконцентрированы в 2010 году.

Вопросам законодательства в сфере возобновляемых источников энергии посвятила свой доклад Вера Кудрявцева, сотрудница НП «Совет рынка». Она представила анализ текущей ситуации и осветила вопросы развития механизмов поддержки возобновляемых источников энергии в России.

Заключительная секция конгресса «Энергосбережение. Электро- и экотранспорт. Биотопливо. Переработка бытовых и промышленных отходов» открылась докладом Николая Забелина, заместителя декана по научной работе энергомашиностроительного факультета СПбГПУ, представляющего «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», в котором он, в частности, рассказал о новой разработке — микротурбодетандерном генераторе МДГ-20, предназначенном для электроснабжения газораспределительной станции.

Филипп Дьяков, сотрудник компании NISSAN, представил инновационные технологии в области энергоэффективности, которые легли в основу первого массового электромобиля Nissan Leaf.

Первый заместитель генерального директора завода «Волжский дизель им. Маминых» Игорь Духанин выступил с докладом «Энергоэффективное производство и преобразование энергии на органическом топливе и других источниках».

Уникальную разработку — инфракрасный обогреватель «ПЛЭН», представил Сергей Смолин, технический директор ООО «ЭСБ-Технологии».

Об инновационном направлении развития электротранспорта — резонансной системе электроснабжения транспорта, рассказал в своем докладе Владимир Королев, заведующий лабораторией ГНУ «ВИЭСХ».

Прошедший форум вызвал серьезный интерес и получил высокую оценку российского и международного делового сообщества, а также профессиональных и научных кругов. И организаторы, и экспоненты, и конгрессмены форума ENERGY FRESH, да и многочисленные посетители выставки верят в то, что возобновляемые источники энергии займут должное место в энергетической системе России, ведь будущее чистой энергии — это, в первую очередь, светлое будущее наших детей.

ТРЕТЬЯ НАЦИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ РОССИЙСКОЙ АССОЦИАЦИИ ВЕТРОИНДУСТРИИ «АКТУАЛЬНОЕ СОСТОЯНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ»

11 ноября 2011 г., г. Москва

«Ветроэнергетика способна стать основой для энергетической безопасности каждой промышленно развитой державы», — считает президент Российской ассоциации ветроиндустрии (РАВИ) Игорь Брызгунов.

Игорь Брызгунов привел впечатляющие цифры и факты состояния современной ветроэнергетики.

Ветроэнергетика сегодня — это крупнейшая индустрия, «переваривающая» более 90 млрд. EURO в год.

В 2008 году в ветроэнергетике было создано 400 тыс. рабочих мест. Это более 1000 рабочих мест в день! А согласно сценарию

GWEC, к 2020 году годовые инвестиции в ветроэнергетику достигнут 149,4 млрд. EURO и создадут 2,2 млн. рабочих мест.

В ветроэнергетике применяются самые современные материалы. В частности, углепластики, необходимые для производства лопастей ветрогенераторов мультимегаваттного класса, применяются при производстве корпусов истребителей пятого поколения.

В ветроэнергетике сегодня применяются самые современные технологии. В ветроэнергетике применяются самые совершенные системы прогнозирования производства энергии и управления генерацией и системы

трансформации электроэнергии, самые современные строительные технологии, применяемые при возведении ветропарков. При монтаже современного ветрогенератора мощностью 3 МВт применяются краны грузоподъемностью 750 и 500 т, которые ранее можно было найти не в каждой стране, а сегодня их производство и сдача в аренду — один из примеров бурно растущего прибыльного бизнеса.

Доступность ресурса и прогнозируемость стоимости. Основным источником энергии в ветроэнергетике — ветер — доступен в достаточном количестве практически в любой стране. Ветер способен стать основой для энергетической безопасности каждой промышленно развитой державы. В отличие от газа, нефти, угля, атомного топлива, цена энергетического ресурса в ветроэнергетике за весь период жизни ветротурбины общеизвестна — ноль. Для традиционных же источников энергии цена топлива является существенным фактором риска и колеблется от 50 до 150 долл. только за год.

Любой человек или компания сегодня могут приобрести и использовать ветрогенератор в качестве источника удовлетворения собственных потребностей. Любой человек или компания может приобретать и использовать в качестве источника прибыли такой источник энергии, продавая электроэнергию своим потребителям, а в странах, где есть соответствующее законодательство — в сети общего пользования. Почти любой регион любой страны в состоянии выбрать в качестве если не главного, то важного источника обеспечения своих потребностей ветроэнергетические системы.

Ветроэнергетика — это шанс сохранить природные богатства для будущих поколений. Человечество с помощью возобновляемых источников энергии сохранит для более рационального использования ископаемые богатства, которые можно расходовать с большим эффектом, производя из них готовый продукт, а не расточительно сжигая в топке.

«Мы на игле, на игле ископаемых источников энергии. Мы наркоманы, господа! И мы должны себе сказать: «Мы хотим видеть у себя самые современные, экологически чистые энергетические технологии будущего, мы хотим сохранить для потомков наши ископаемые богатства, мы не хотим экономики с сырьевой ориентацией!». Этот призыв Игоря

Брызгунова с готовностью разделили все присутствующие.

Что же происходит с российской ветроэнергетикой на фоне бурного развития мировой? В России развитие отрасли приобретает новые черты:

развитие планов по производству ветрогенераторов мультимегаваттного класса мощностью 2000 – 3000 МВт;

расширение использования ветрогенераторов относительно небольшой мощности (200 – 300 кВт) в небольших производствах, на фермах и в коллективных хозяйствах;

использование реновированных ветрогенераторов, прошедших процедуру обновления и реконструкции в промышленных условиях;

продолжение процессов подготовки площадок для будущих ВЭС;

работа над новыми техническими решениями ветрогенераторов, в т.ч. в комбинации с другими источниками и накопителями энергии;

расширение географии: появление Оренбуржья, Камчатки, Сахалина в дополнение к ранее упоминавшимся регионам;

появление дополнительно 1 МВт мощности ветрогенераторов в Оренбургской области.

Для России это означает увеличение фактической мощности ветрогенерации на 20%.

На примере других стран, в частности, близкой нам Украины, можно сделать выводы, которые получили подтверждение на практике:

ветроэнергетика приводит к развитию новой технологической базы энергетики и сопряженных отраслей и бизнеса: отечественного комплекса НИОКР, энергомашиностроения, инжиниринга энергопроектов;

ветроэнергетика «оздоравливает» рынок электрической энергии за счёт вытеснения с него высокомаржинальных электростанций, которые, как правило, являются и самыми старыми и неэффективными. В результате происходит снижение средних цен на рынке;

ветроэнергетика снижает экологическую нагрузку на население и окружающую среду, в т.ч. за счёт замещения органического топлива, сжигаемого при производстве электрической энергии;

появляются новые рабочие места в высокотехнологичной сфере развития экономики;

дополнительные фискальные сборы — федеральные и территориальные;

создаются многочисленные обслуживающие производства, а также бизнес, в основном, в формате малых и средних предприятий.

В ближайшие годы могут быть построены ВЭС суммарной мощностью около 2000 – 2500 МВт (имеются проекты высокой степени готовности). К 2020 г. возможно доведение суммарной мощности российских ВЭС до 10 000 – 25 000 МВт.

По мнению вице-президента РАВИ Анатолия Копылова, для дальнейшего ускоренного развития ветроэнергетики необходимо принятие полного набора подзаконных актов по поддержке развития возобновляемой энергетики, в первую очередь:

установление величины надбавки к цене или механизма расчета платы за мощность;

порядок покупки электроэнергии ВЭС сетевыми организациями или её продажа на оптовом рынке электроэнергии;

методическое усовершенствование процедур присоединения ВЭС к энергосистемам;

порядок возмещения из федерального бюджета затрат на технологическое присоединение к сетям для генераторов менее 25 МВт.

По оценкам РАВИ, величина поддержки в форме фиксированной надбавки к цене оптового рынка составляет 1 595 – 2 068 руб./кВт·ч.

«Не надо специальных государственных программ. Просто создайте необходимые ус-

ловия. После принятия необходимых подзаконных актов на Украине частным бизнесом было введено в 2010 – 2011 гг. около 90 МВт мощности ветростанций — столько же, сколько было создано в рамках Госпрограммы за предыдущие 14 лет», — констатирует Анатолий Копылов.

«Установленная мощность всех ветровых электростанций Украины достигнет к концу года 200 МВт», — заявил глава правления Украинской ветроэнергетической ассоциации Андрей Конеченков.

«На сегодня установленная мощность у нас составляет 112,5 МВт, к концу года мы достигнем практически до 200 МВт. Первые ветроустановки были запущены у нас в июне 2011 года», — сказал он.

По словам Андрея Конеченкова, ветровые электростанции работают в Крыму, Донецкой области, также небольшая станция на шесть турбин производит электроэнергию в Львовской области.

«Наладить работу украинского ветропарка удалось благодаря конверсии оборонных заводов», — отметил выступающий.

«Было задействовано 23 бывших военных заводов в производстве комплектующих, производство было налажено за 14 лет. Машины перестали рассыпаться, начали более или менее стабильно работать», — сказал А. Конеченков.

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ ENES 2011 И МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМ ИСТОЧНИКАМ ЭНЕРГИИ И АЛЬТЕРНАТИВНЫМ ВИДАМ ТОПЛИВА REENERGY 2011

24 – 26 ноября, г. Москва

24 – 26 ноября в выставочном павильоне «Электрификация» на территории ВВЦ с успехом прошли международные выставки «ENES 2011» и «REenergy 2011» и Международная конференция по энергоэффективности и возобновляемой энергетике. Организаторами стали Министерство энергетики РФ, Российское энергетическое агентство и Выставочный павильон «Электрификация».

Участниками выставки стали 85 организаций, 250 участников конференции и 412 посетителей выставки, 85 представителей СМИ. Свою продукцию и разработки предста-





вили отечественные компании, а также гости из Франции, Германии и Объединенных Арабских Эмиратов.

В рамках деловой программы ENES и REenergy 2011 прошли 10 сессий конференции, Круглый стол НП «ИНВЭЛ», а также вручение наград лауреатам конкурса «Энергия воды 2011» и премии «Берегите энергию 2011».

Пленарное заседание конференции предварило все события ENES и REenergy 2011. Заглавной темой стало обеспечение энергетической безопасности и устойчивого развития российской экономики посредством энергоэффективных технологий и возобновляемой энергетики. Свои доклады представили Юрий Сентюрин, статс-секретарь — заместитель Министра энергетики РФ, Тимур Иванов, генеральный директор ФГБУ «Российское энергетическое агентство», Дуглас Кук, специальный советник исполнительного директора по вопросам энергетики Международного энергетического агентства, Эдуард Наумов, генеральный директор некоммерческого партнерства «ИНВЭЛ» и Тамара Меребашвили, заместитель Генерального директора, коммерческий директор Центра энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС.

Открыл заседание Владимир Затынайко, генеральный директор ОАО «Выставочный павильон «Электрификация». Он пожелал собравшимся успешной работы и плодотворного общения на площадке павильона.

Тимур Иванов отметил, что «ENES и REenergy стали центром, объединяющим профессиональное сообщество, члены которого заинтересованы в развитии сферы энергоэффективности и могли бы внести свой вклад в решение общих задач».

Он также рассказал об инициативах РЭА в области привлечения финансирования в раз-

витие рынка энергосервиса в России и о наиболее значимых проектах Агентства, среди которых — Государственная информационная система «Энергоэффективность». Говоря о ГИС, Иванов рассказал, что «система уже принята в промышленную эксплуатацию, сейчас идет этап наполнения системы, сбор данных с регионов, именно поэтому мы рекомендуем регионам иметь свои региональные системы, в которых бы имелись данные от отдельного дома до больших заводов».

Генеральный директор отметил плодотворную деятельность Федеральной энергосервисной компании, созданной для работы на рынке энергосервисных услуг и отдельно остановился на Премии «Берегите энергию». По его словам: «Вручаемая премия, в оценочную комиссию которой вошли представители Правительства, Министерств и ведомств, международных организаций, независимые эксперты, — свидетельство общественного признания достижений в сфере энергосбережения. Мы будем с интересом следить за тем, кто вошел в итоговый рейтинг».

Ключевыми темами обсуждений в рамках тематических секций конференции стали проблемы устойчивого развития российской экономики и перехода России на низкоуглеродные источники энергии, роль и место государства в формировании рынка энергоэффективных технологий, разработка и реализация государственной политики и законодательной базы в области ВИЭ.

Завершающий день был отмечен подведением итогов конкурсов «Энергосоветчик года» и «Альтернатива есть!». Участники конкурсов (пользователи интернет-сайтов enes-expo.ru и reenergy-expo.ru) в торжественной обстановке получили заслуженные призы и аплодисменты всей аудитории павильона. «Как организаторы, мы считаем, что в процесс создания новой экологичной, энергоэффективной инфраструктуры необходимо вовлекать как можно более широкие слои населения. Учрежденные нами конкурсы — это общественные акции, которые помогают популяризировать тематику выставки и конференции, сделать энергоэффективность, энергосбережение и альтернативную энергетику привычной частью нашей жизни!», — сказал Владимир Затынайко, поздравляя победителей. Завершающим аккордом стало вручение дипломов участни-

кам выставочной экспозиции. За активное участие в выставке и эксклюзивную застройку стенда были отмечены ФГБУ «Российское энергетическое агентство», ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «Московская Теплосетевая Компания», ООО «СИМЕНС», компания Fuhrlaender Aktiengesellschaft и другие.

Диплом за поддержку и значимый вклад в развитие выставки и конференции был вручен представителям Российского Энергетического Агентства и НП «ИНВЭЛ».

Конференция, объединившая две тематики, вызвала широкий интерес, получилась насыщенной, как в части тематических сессий, так и по количеству и составу спикеров и слушателей.



ПРЕСС-АНОНС

5 – 6 июня 2012 г. в Москве состоится Международный Форум по возобновляемой энергетике и энергоэффективности REF-2012 Moscow

5 – 6 июня 2012 г. топ-менеджеры ведущих компаний отрасли, инвесторы, представители международных организаций и государственных ведомств соберутся вместе в Москве на **Международном Форуме по возобновляемой энергетике и энергоэффективности REF-2012 Moscow**, для того чтобы обсудить перспективы развития проектов возобновляемой энергетики и энергоэффективности в России и странах СНГ.

В центре внимания форума — государственная политика в направлении стимулирования развития проектов, а также инвестиционная привлекательность России и других стран СНГ для реализации масштабных проектов, которые станут достойными примерами развития новой энергетики не только в Европе и Азии, но и позволят России и другим государствам СНГ занять достойное место на новых рынках ветровой и солнечной энергетики, биогаза и твердого биотоплива, малой гидроэнергетики и геотермальной энергетики.

Энергоэффективность в промышленности — второе главное направление форума. Десятки, если не сотни, миллиардов долларов может экономить Россия и другие государства СНГ, запустив маховик реализации проектов в сфере энергоэффективности. Насколько законодательное поле и существующие инвестиционные программы позволяют повысить конкурентоспособность отечественной промышленности? Какие основные точки приложения усилий? Какой опыт компаний-лидеров по реализации проектов энергоэффективности? Эти и другие практические вопросы являются важной составляющей программы **REF-2012 Moscow**.

REF-2012 Moscow — это независимая авторитетная деловая платформа, которая на протяжении двух дней дает полную картину по состоянию, тенденциям и перспективам инвестиций и девелопмента проектов в сфере энергоэффективности и возобновляемой энергетики на рынках Восточной Европы и СНГ.

Официальная поддержка форума — Российское Энергетическое Агентство

Организатор: IBCentre

Официальный сайт форума — www.ref-ru.com



IV Центральный форум возобновляемых источников энергии и энергосберегающих технологий ENERGY FRESH 2012 состоится в Москве в МВК «Крокус Экспо» 30 – 31 октября 2012 года

Объединяющий выставку и конгресс **ФОРУМ ENERGY FRESH** — центральная площадка для сотрудничества в области альтернативных — возобновляемых источников энергии и энергосберегающих технологий.

ЦЕЛЬ ФОРУМА — пропаганда развития и повсеместного использования безопасных возобновляемых источников энергии и энергоэффективных технологий

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ

Способы добычи энергии:

солнце, ветер, геотермальная, малая гидроэнергетика, биотопливо, ТБО.

Оборудование и комплектующие:

автоматизация, инверторы, генераторы, контроллеры, блоки бесперебойного питания

Средства передачи энергии Кабели, коммутационная аппаратура

Оборудование для накопления энергии:

аккумуляторы.

Продажа и распределение энергии Инжиниринг и обслуживание объектов

Сферы применения:

производство, бытовые объекты, инфраструктурные проекты

Эффективное использование энергии:

освещение, теплоизоляция, энергосбережение

Электро- и экотранспорт

Экостроительство

Инвестиционные проекты

Государственное регулирование

КОНГРЕСС. ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ ОБСУЖДЕНИЯ

Пленарное заседание

Секция 1. ВИЭ, Энергоэффективность и энергосбережение:

солнечная энергетика;

ветроэнергетика;

биотопливо;

малая гидроэнергетика;

энергоэффективность и энергосбережение.

Секция 2. Применение ВИЭ, энергоэффективных и энергосберегающих технологий в развитии инфраструктурных проектов:

внедрение и интеграция ВИЭ;

экологические, экономические, инвестиционные аспекты Чистые виды топлива для ЖКХ: энергосберегающие технологии для ЖКХ.

Контакты: тел.: +7 (495) 788-88-91; факс: +7 (495) 788-88-92;
info@sbcexpo.ru; www.energy-fresh.ru

Приглашаем Вас принять участие в нашем форуме ENERGY FRESH 2012!

