

Раздел 3. Инженерное обеспечение

УДК 620.92

ГИБРИДНЫЕ ВЕТРО-СОЛНЕЧНЫЕ МОРСКИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

Чебоксаров В.В., Кузнецов П.Н.

ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет», 299053, г. Севастополь, ул.
Университетская, 33, E-mail: VVCheboxarov@sevsu.ru

Аннотация. В статье анализируется проблема нестабильности выработки энергии из возобновляемых источников и возможные пути ее решения. Показываются преимущества использования гибридных энергетических установок, в особенности, ветро-солнечных установок. Дается обзор основных подходов по созданию ветро-солнечных установок. На примерах показывается, что размещение фотоэлектрических преобразователей на роторах ветроэлектрических установок традиционных конструкций является недостаточно эффективным решением по ряду причин. Кратко описывается конструкция крупногабаритной ветроустановки морского базирования с вертикальной осью вращения, установка массива фотоэлектрических преобразователей на верхней кольцевой части которой представляется перспективным решением. Анализируются его достоинства, основным из которых является повышение энергетической эффективности фотоэлектрической установки за счет интенсификации теплоотвода от поверхности фотоэлементов. Приводятся два варианта схем расположения фотоэлектрических модулей на роторе ветротурбины, соответствующие электрические схемы и конструкция токосъемного узла. Описывается работа гибридной энергоустановки. Проводятся оценочные расчеты энергетических параметров комбинированной ветро-солнечной установки. Результаты расчетов показывают, что потенциальная годовая выработка энергии на ветровой части установки может составить 19300 МВт·ч, а у фотоэлектрической части, установленной на верхнем кольце ветротурбины, - 572 МВт·ч. Таким образом оказывается, что фотоэлектрическая часть гибридной энергоустановки предоставляет достаточную энергию для приводов поворота лопастей и других потребителей собственных нужд, что снизит требования к емкости дорогостоящих накопителей энергии.

Предмет исследования: Новые типы гибридных ветро-солнечных энергетических установок и их энергетическая эффективность.

Материалы и методы: Теоретической и методологической основой являются труды и разработки отечественных и зарубежных ученых в области возобновляемой энергетики. В работе использовались аналитические методы исследований, включающие прогнозный расчет годовой энерговыработки новой гибридной ветро-солнечной установки, используя модели прихода солнечной радиации Хейя и Клачера, а также распределение Вейбулла для расчета вероятности скорости ветра.

Результаты: Проведен анализ проблемы нестабильности выработки установок возобновляемой энергетики. Показано, что создание гибридных, в частности, ветро-солнечных энергоустановок является актуальным и эффективным способом ее решения. Но совмещение фотоэлектрической установки с ветроэлектрическими при их традиционных конструкциях не дает нужного синергетического эффекта по ряду причин. Как альтернатива рассмотрена ветроэлектрическая морская установка, имеющая в верхней части конструкции развитую кольцевую поверхность, пригодную для размещения фотоэлектрических модулей. Проведенные оценочные расчеты энергетических параметров комбинированной ветро-солнечной установки морского базирования показали, что потенциальная годовая выработка энергии на ветроустановке диаметром 200 м составляет 19300 МВт·ч, а годовая выработка фотоэлектрических модулей, установленных на ее верхнем кольце, - 572 МВт·ч.

Выводы: Нестабильность выработки энергии из возобновляемых источников является серьезной проблемой, влияющей на себестоимость получаемой энергии. Использование гибридных энергетических установок, в особенности, ветро-солнечных может облегчить проблему нестабильности. Однако гибридизация с традиционными конструкциями ветроустановок не даёт требуемого синергетического эффекта. Перспективной является установка фотоэлектрических модулей на верхнем кольцевом диске крупногабаритной морской ветроэнергетической установки. Достоинством такого решения является также то, что оно позволяет повысить энергетическую эффективность фотоэлектрических преобразователей за счет интенсификации теплоотвода от поверхности фотоэлементов. Несмотря на то, что соотношение энерговыработки ФЭУ к ВЭУ составляет всего около 3%, расчеты показывают, что данного количества энергии достаточно для электроснабжения приводов поворота лопастей и других потребителей собственных нужд ВЭУ.

Ключевые слова: Ветро-солнечная установка, ветроэнергетика, фотоэнергетика, морская энергоустановка, возобновляемая энергетика, гибридная установка, энергопотенциал.

ВВЕДЕНИЕ

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) многочисленны и по своей физической сущности весьма разнообразны. При этом использование различных видов ВИЭ в настоящий момент находится на неодинаковых стадиях технологического развития. Например,

использование градиента солености воды в получении энергии не вышло из стадии лабораторных экспериментов и даже в будущем возможно только ограничено. Напротив, технологии ветроэнергетики, фотоэлектричества, использование энергии биомассы достаточно давно стали коммерческими и распространены в большинстве стран мира. По глубокому убеждению авторов, следует поддерживать все виды ВИЭ,

каждый из них имеет свою область эффективного использования. Однако для решения проблем глобальных, таких как борьба с изменением климата, прежде всего необходимо расширять использование наиболее дешевых, максимально экологически чистых и имеющих наибольшие запасы возобновляемых энергоресурсов. По этим критериям в возобновляемой энергетике уже давно сформировались лидеры – ветровая и солнечная энергетика [1].

Объективно использование ВИЭ существенно сдерживается недостатками, присущими каждому из них. Основным недостатком абсолютного большинства ВИЭ следует признать непостоянство и часто плохо предсказуемый характер выдаваемой мощности. Данный недостаток приходится преодолевать весьма затратными мерами по аккумулярованию энергии или резервированию энергетическими установками традиционной генерации. Свойственен он и ветроэнергетическим установкам (ВЭУ), работа которых зависит от скорости ветра. Для фотоэлектрических энергетических установок (ФЭУ) характерна зависимость мощности от интенсивности солнечного излучения (функция времени суток, времени года, погодных условий) и температуры. К

счастью, указанные факторы непостоянства характеристик ВЭУ и ФЭУ, как правило, имеют слабую корреляцию, что позволяет в существенной степени уменьшить их влияние в комбинированных (гибридных) ветро-солнечных установках.

Данная статья посвящена анализу известных подходов к созданию гибридных установок возобновляемой энергетике, в особенности ветро-солнечных энергетических установок и рассмотрению их перспективных морских вариантов.

Как было сказано выше, генерация на основе ВИЭ имеет переменный характер, зависящий от ряда внешних условий, вследствие чего предложение электроэнергии от ВИЭ нестабильно, трудно прогнозируемо и не корректируется под колебания спроса. В настоящее время это действительно, под которую приходится подстраиваться в процессе внедрения энергоустановок, использующих ВИЭ. На Рис. 1 приведена гистограмма суточной энерговыработки ФЭУ в г. Белгороде установленной мощностью 100 кВт и ВЭУ USW-56-100 Судакской ветроэлектростанции в октябре 2016 г.

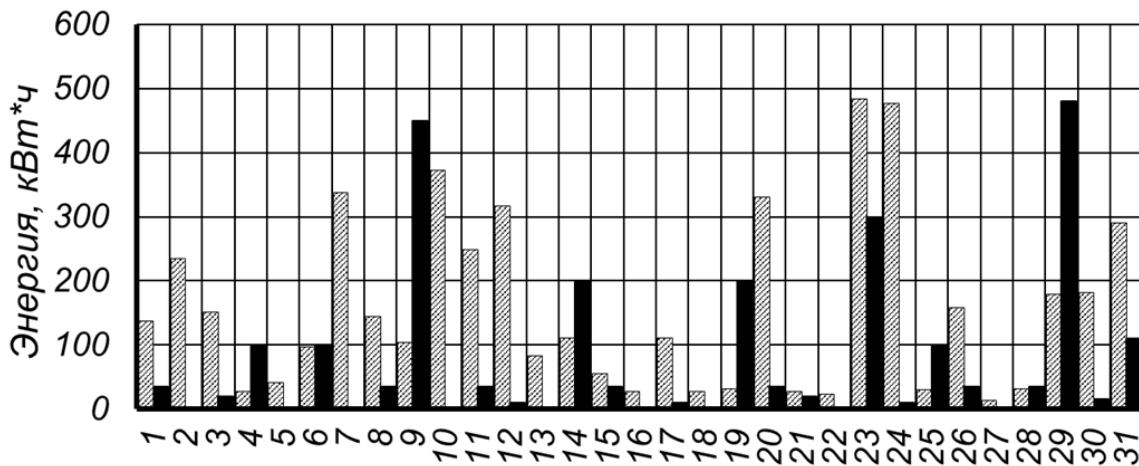


Рис. 1. Суточная энерговыработка ФЭУ установленной мощностью 100 кВт (▨) и ВЭУ установленной мощностью 100 кВт (■) в октябре 2016 г

Fig.1. Daily output for 100 KW photovoltaic power plant (▨) and 100 KW wind power plant (■) in October, 2016

Однако негативные последствия от естественно нестабильного характера выработки на абсолютном большинстве видов установок с ВИЭ могут быть исключены или, по крайней мере, уменьшены несколькими путями.

Во-первых, влияние нестабильности выработки таких установок снижается путем их подключения к разветвленным магистральным электрическим сетям, простирающимся на многие сотни и тысячи км. В этом случае, например, падение выработки из-за слабого ветра на ВЭУ, расположенных в одном районе, компенсируется выработкой энергии на ВЭУ в другом районе, где ослабления ветра не наблюдается. Однако при этом требуется некоторое резервирование мощности энергоустановок, растут

расходы на поддержание сетевой инфраструктуры и возникают неизбежные потери в сетях. Частично помочь здесь могут технологии SmartGrid, развитие которых во многом было инициировано увеличением доли распределенной и возобновляемой генерации.

В перспективных планах развития электроэнергетики России, согласно «дорожной карте» Национальной технологической инициативы «Энерджинет» предусмотрен переход на интеллектуальные активно-адаптивные сети «SmartGrid», предполагающие увеличение масштабов использования ВИЭ и, в частности, фото- и ветроэнергетики [2,3]. До 2020 г. включительно в РФ планируется ввод более

пятидесяти солнечных электростанций, суммарной установленной мощностью 1520 МВт [4,5] и 21 ветроэлектростанций установленной мощностью 2261 МВт до 2022 г. [5,6].

Во-вторых, широко используется компенсация уменьшенной выработки с ВИЭ за счет включения в той же сети резервных мощностей традиционной генерации, например, тепловой. Однако тем самым ограничиваются возможности для значительного увеличения доли ВИЭ в энергобалансе в целях борьбы с изменением климата. Если энергоустановка с ВИЭ работает автономно, например, в удаленном от магистральных электросетей районе, то она также чаще всего резервируется традиционной генерацией, как правило, дизель-генератором. Однако весьма высокая стоимость самого дизель-генератора, его эксплуатации и обслуживания ухудшает экономические показатели такой гибридной энергоустановки.

В-третьих, применяется включение в энергосистему или в автономную энергоустановку с ВИЭ накопителей энергии различных видов с соответствующим оборудованием для заряда и разряда [7]. Емкость накопителей и мощность нагрузки здесь должны соответствовать ожидаемой длительности перерывов в работе основного генератора на ВИЭ и его мощности соответственно. Недостатком этого решения является очень высокая стоимость установленной мощности накопителя и оборудования преобразования энергии. К примеру, стоимость такого оборудования для ФЭУ, установленной мощностью до 10 кВт, составляет 50-75% стоимости всей установки [8]. Кроме того, у большинства типов накопителей энергии весьма ограничен ресурс работы, например, число циклов заряд/разряд, достаточно жесткие требования по режимам заряда, наблюдается эффект памяти, снижающий емкость накопителя, используются редкие и очень часто токсичные материалы.

Полностью исключить необходимость аккумулирования в энергокомплексах с ВИЭ при переходе к энергетике устойчивого развития, по-видимому, никогда не удастся, однако затраты на аккумулирование можно значительно уменьшить за счет рационального комбинирования возобновляемых источников различной физической природы. Такой подход можно рассматривать как четвертый, наиболее рациональный и «чистый» путь решения проблемы нестабильности выработки. При этом создаются гибридные установки, в которых недостатки одного из преобразователей возобновляемой энергии частично компенсируются работой преобразователя (преобразователей) энергии другого типа с выдачей энергии всех преобразователей в сеть в одной точке.

Немногочисленными примерами здесь являются ветро-солнечные установки, позволяющие в светлое время суток компенсировать выработку электроэнергии при отсутствии ветра [9-11] и наоборот, термофотоэлектрические гелиоустановки [12], позволяющие получать тепловую и электрическую энергию с одной рабочей поверхности (абсорбера), солнечно-геотермальные системы теплоснабжения и др.

Поскольку, как выше указывалось, ветроэнергетика и прямое преобразование солнечной энергии являются и, очевидно, долгое время останутся лидерами в возобновляемой энергетике, то одним из самых перспективных направлений создания гибридных энергоустановок, по мнению авторов, следует рассматривать разработку ветро-солнечных установок (ВЭУ-ФЭУ).

АНАЛИЗ ПУБЛИКАЦИЙ

В настоящее время уже разработан ряд гибридных ветро-солнечных установок различных конструкций. Одна из них [11] включает в себя ВЭУ и размещенную отдельно ФЭУ. Использование данных источников генерации, в комплексе с системой аккумулирования, позволяет обеспечить бесперебойное электропитание потребителей и собственных нужд в различных погодных условиях. Основными недостатками такого решения являются необходимость использования дополнительной свободной площади для размещения батареи фотоэлектрических преобразователей, а также снижение эффективности фотоэлектрических преобразователей из-за температурного нагрева, вызванного плохим теплоотводом от их поверхности.

Решить данную проблему позволяет использование комбинированных гибридных установок, конструкция одной из которых показана на Рис 2. В основе данной установки используется комбинированная вертикально-осевая ВЭУ с соосно расположенными роторами Савониуса и Дарье, причем ротор Савониуса располагается внутри ротора Дарье и на всей поверхности его скрученных лопастей с двух сторон закреплены фотоэлектрические преобразователи. Электрическая энергия от электрического генератора ВЭУ и фотоэлектрических преобразователей поступает в накопитель электрической энергии через контроллер и индукционный токопередающий узел. От накопителя электрическая энергия распределяется потребителю.

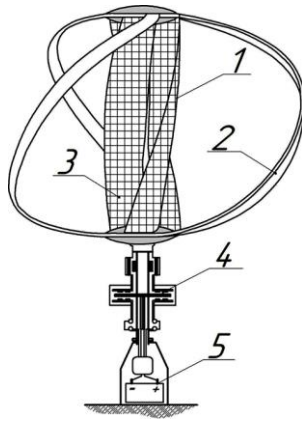


Рис. 2. Гибридная ветро-солнечная установка с вертикальной осью вращения [9]

1 – ротор Савониуса, 2 – ротор Дарье, 3 – фотоэлектрические преобразователи, 4 – индукционный токопередающий узел, 5 – накопитель электрической энергии

Fig. 2. Vertical-axis hybrid wind-PV power plant [9]

1 – Savonius rotor, 2 - Darrieus rotor, 3 – PV array, 4 – induction power transducer, 5 – accumulator electric energy

Достоинством данной установки является то, что за счет совместного использования ветровой и солнечной энергии она позволяет повысить стабильность вырабатываемой электроэнергии от альтернативных источников энергии при изменчивости погодных условий, а также увеличить мощность и эффективность гибридной установки. Однако, не смотря на достоинства, конструкция установки содержит серьезные недостатки, существенно снижающие её эффективность. Основными недостатками этого решения являются малая мощность и низкая эффективность работы ФЭУ из-за непрерывной, неравномерной смены освещенности фотоэлектрических преобразователей при вращении ротора Савониуса, а также дополнительного затенения фотоэлектрических преобразователей лопастями расположенного вокруг них ротора Дарье.

Ещё одна конструкция комбинированной гибридной ветро-солнечной установки (Рис. 3)

предложена в работе [10]. Данная установка основана на горизонтально-осевой трёхлопастной конусно-шнековой ВЭУ, на наружные стороны ротора которой нанесены фотоэлектрические преобразователи пленочного типа. Солнечная энергия на фотоэлектрические преобразователи поступает в концентрированном виде через двояковыпуклые продольные линзы. Для повышения эффективности работы ВЭУ конструкция включает конфузор-диффузор, позволяющий увеличить скорость ветрового потока на роторе. Электрическая энергия от фотоэлектрических преобразователей и электрического генератора ВЭУ передается посредством пары токопередающих узлов в аккумуляторную батарею через контроллер заряда-разряда. Запасенная в аккумуляторах энергия передается к потребителю через инвертор напряжения.

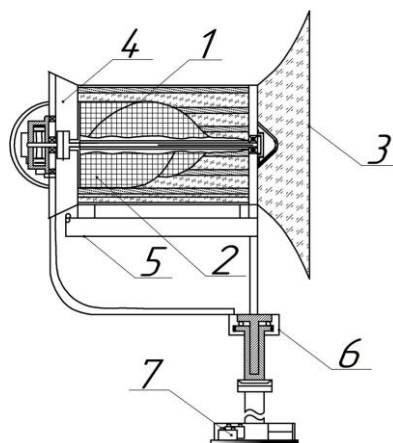


Рис. 3. Гибридная ветро-солнечная установка с горизонтальной осью вращения [10]

1 – ротор ВЭУ; 2 – фотоэлектрические преобразователи; 3 – конфузор; 4 – диффузор; 5 – поворотная платформа; 6 – опора поворотной опоры; 7 – контроллер заряда-разряда и аккумуляторная батарея

Fig.3. Horizontal-axis hybrid wind-PV power plant [10]

1 – wind turbine; 2 – PV array; 3 – confuser; 4 – diffuser; 5 – rotary platform; 6 – platform bearing; 7 – accumulator and battery controller

Основным достоинством данной гибридной установки является способность вырабатывать электроэнергию при малых скоростях ветра за счет конструктивных особенностей и комплексного использования энергии ветра и солнца. Однако такая способность требует существенного усложнения конструкции и материалоемкости, а также снижает надежность. Учитывая то, что мощность ветрового потока зависит от скорости ветра в кубе, использование данной ВЭУ не позволит существенно увеличить энерговыработку по сравнению с классическими конструкциями, существенно уступая последним в стоимости и надежности. Также недостатком этого решения является низкая эффективность работы ФЭУ. Причиной этого является неравномерная, непрерывно изменяющаяся освещенность фотоэлектрических преобразователей, вызванная вращением лопастей ротора и поворотной платформы, а также использованием способа их освещения посредством оптических концентраторов. Такое неравномерное освещение практически не позволяет использовать последовательную и смешанную коммутацию фотоэлектрических преобразователей. Это связано с тем, что в модуле, состоящем из последовательно соединенных фотоэлектрических преобразователей, ток ограничивается током наименее освещенного преобразователя, а в случае отключения затененного преобразователя шунтирующим диодом, снижается выходное напряжение модуля, что не позволяет ему передавать энергию потребителю при параллельном соединении с другими модулями. Использование параллельной коммутации фотоэлектрических преобразователей также не решает данную проблему, ввиду сложностей, связанных с преобразованием электроэнергии из-за низкого выходного напряжения и больших значений тока ФЭУ, и как в

случае смешанной коммутации, но в меньшей мере, наличия рассогласованности по напряжению преобразователей имеющих различную освещенность.

Исключить неравномерную освещенность ФЭУ, сопряженной с ветротурбиной, позволяет использование схем комбинированных установок, предполагающих размещение ФЭУ вне ветрогенератора. Пример такой схемы приведен в патенте [11]. Однако данные решения требуют использования дополнительной свободной площади для размещения батареи фотоэлектрических преобразователей, а также приводят к снижению эффективности фотоэлектрических преобразователей из-за их нагрева при работе по причине плохого теплоотвода.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Как показано на вышеприведенных примерах, совмещение фотоэлектрической установки с ветроэнергетическими установками представляет существенные трудности и, при существующих конструкциях ВЭУ, не приносит заметного синергетического эффекта. Объяснением этому является, очевидно, тот факт, что у традиционных ВЭУ фактически нет поверхностей для установки фотоэлектрических модулей (ФЭМ). Наибольшую площадь в ветротурбинах с горизонтальной осью имеют криволинейные поверхности лопастей. Размещение ФЭМ на них практически невозможно по целому ряду причин. Из-за переменной ориентации на Солнце также крайне неэффективной будет работа ФЭМ в случае их закрепления на башнях или других конструктивных элементах традиционных ВЭУ.

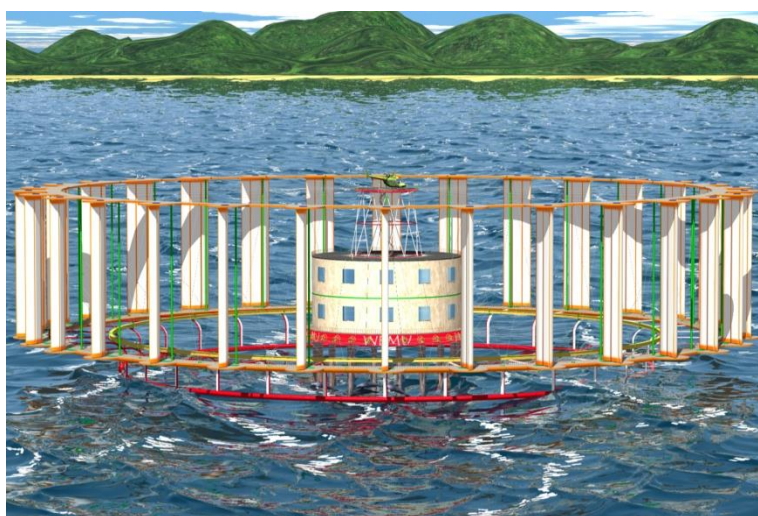


Рис. 4. Артистическое представление турбины ВЭМУ номинальной мощностью 10 МВт (вариант для мелкого шельфа)

Fig. 4. Artistic representation of 10 MW WEMU turbine for shallow water installation

В Дальневосточном федеральном университете и ныне в Севастопольском государственном университете в последние годы разрабатывается проект нового типа ВЭУ повышенной мощности – ветроэнергетических морских установок (ВЭМУ) [13-15]. ВЭМУ отличаются наличием крупногабаритной турбины с вертикальными лопастями, которая при медленном вращении вокруг вертикальной оси удерживается на поверхности воды вращающимся торообразным понтоном (см. Рис. 4). Результаты проведенных аэродинамических исследований методами цифрового моделирования с полноразмерными расчетными областями показывают возможность получения значений коэффициента использования энергии ветра свыше 50% несмотря на малую (менее 1) величину быстроходности (см., например, [16]).

Важной особенностью турбины ВЭМУ является то, что для достижения указанной высокой аэродинамической эффективности требуется активное управление ориентацией лопастей в зависимости от направления и скорости ветра (управление углом питча). Поэтому на роторе ВЭМУ должны быть установлены следящие приводы, к которым необходим подвод энергии. По оценкам [16], потери энергии на приводах поворота лопастей будут составлять около 1,5% от номинальной выработки. Причем, по условиям безопасной эксплуатации ВЭМУ эти приводы должны как правило функционировать даже в периоды остановки вращения турбины из-за превышения скоростью ветра верхнего предела рабочего диапазона. В это время приводы поворота

лопастей обеспечивают флюгерное положение лопастей для уменьшения аэродинамических нагрузок на конструкцию.

Указанные приводы вместе с опорами лопастей располагаются в двух соосных кольцевых дисках, прилегающих к торцевым поверхностям лопастей сверху и снизу с небольшим зазором. Через эти диски и присоединенные к ним тяговые элементы (тросы) в турбине ВЭМУ осуществляется передача крутящего момента с лопастей на ступицу, вращающуюся на опоре в центральной башне, и передаются реактивные силы с опоры на лопасти. Поэтому для обеспечения прочности и жесткости, а также для уменьшения концевых потерь давления на лопастях диски имеют существенную протяженность в радиальном направлении. Ширина сечения у обоих дисков должна превышать хорду лопасти на 10...20% и, например, для ВЭМУ номинальной мощностью 10 МВт ориентировочно составит 8...9 метров. При этом около половины ширины диска будет занимать верхняя плоская поверхность, свободная от любого другого оборудования ВЭМУ. Таким образом, на верхнем кольцевом диске ВЭМУ имеется развитая поверхность достаточно большой площади, пригодная для размещения массива ФЭМ и, как следствие, создания гибридной ВЭУ-ФЭУ морского базирования (см. Рис. 5 и 6). На Рис. 7 показано сечение верхней опоры ветротурбины с токопередающим узлом фотоэлектрической части гибридной энергоустановки. Электросхема фотоэлектрической части приведена на Рис. 8.

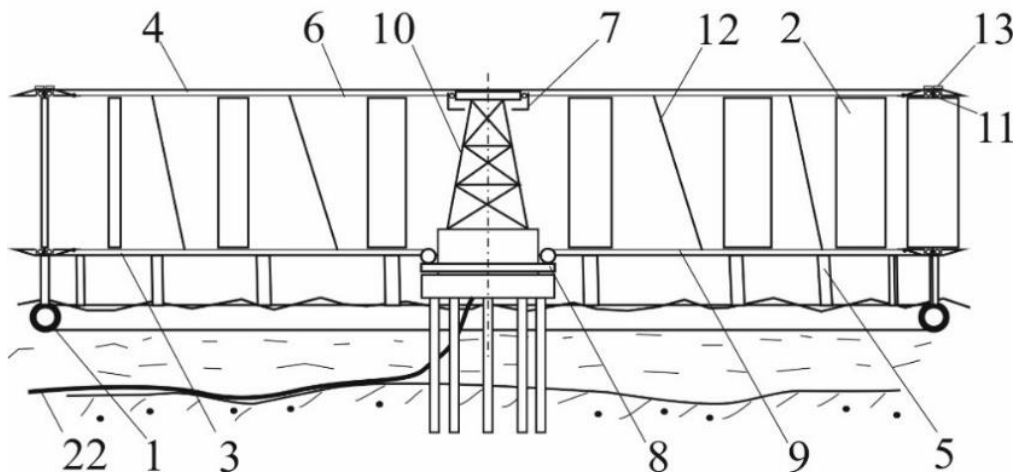


Рис. 5. Гибридная энергетическая установка во фронтальном осевом разрезе

Fig. 5. Axial section view of the hybrid power plant

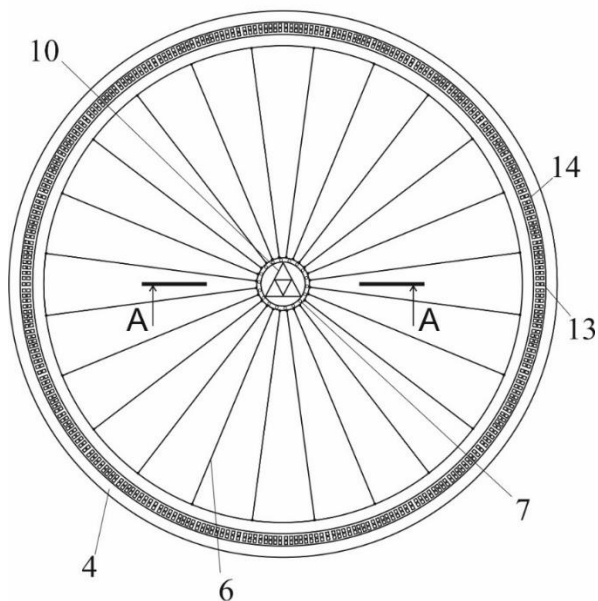


Рис. 6. Гибридная энергетическая установка вид сверху
(нижняя ступица преобразователя энергии и прикрепленные к ней гибкие тяги здесь условно не показаны)

Fig. 6. Top view on the hybrid power plan
(lower stretched cables and hub aren't shown)

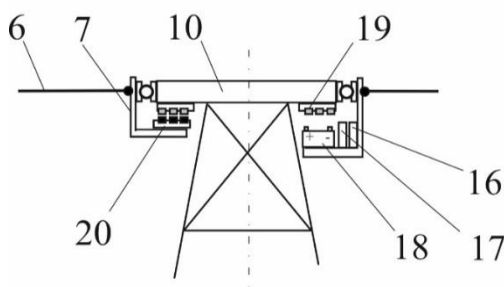


Рис. 7. Разрез А – А по верхней опоре ветротурбины

Fig. 7. A – A section view of the top turbine bearing

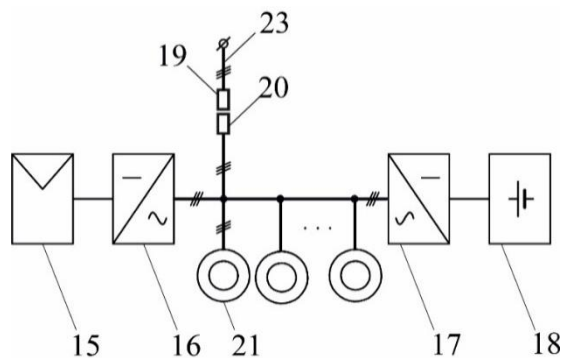


Рис. 8. Электрическая схема фотоэлектрической части энергетической установки

Fig. 8. Electric diagram of the photovoltaic part of the hybrid power plant

На рис. 5-8 использованы следующие обозначения: 1 - кольцевой понтон, 2 - поворотные лопасти, 3 и 4 - нижний и верхний (соответственно) кольцевые диски, 5 - жесткие колонны для крепления нижнего кольцевого диска 3 с кольцевым понтоном 1, 6 - горизонтальные радиальные гибкие тяги для крепления верхнего кольцевого диска 4 с верхней ступицей 7 ротора, 8 - нижняя ступица

ротора, 9 - горизонтальные гибкие тяги для крепления ступицы 8 с нижним кольцевым диском 3, 10 - неподвижная башня, 11 - вертикальная ось лопасти, 12 - наклонная штанга, 13 - фотоэлектрический модуль, составленный из фотоэлектрических преобразователей, 14 - верхняя плоская металлическая поверхность верхнего кольцевого диска 4, 15 - фотоэлектрическая батарея,

составленная из фотоэлектрических модулей 13, 16 – зависимый инвертор с контроллером фотоэлектрической батареи, 17 – батарейный инвертор, 18 – накопитель электрической энергии (аккумуляторная батарея), 19 – неподвижная часть токопередающего узла, 20 – подвижная часть токопередающего узла, 21 – привод поворота лопасти, 22 – подводный электрический кабель, 23 – силовые линии электрической сети установки.

Гибридная энергетическая установка представляет собой плавучую ветротурбину с вертикальной осью вращения, объединенную с солнечной миниэлектростанцией. Нижняя несущая система ротора ветротурбины выполнена в виде кольцевого понтона 1. К кольцевому понтону 1 на жестких колоннах 5 прикреплен нижний кольцевой диск 3, выше и параллельно которому расположен верхний кольцевой диск 4. Между жесткими кольцевыми дисками 3 и 4 размещены поворотные лопасти 2. Верхний кольцевой диск 4 скреплен горизонтальными радиальными гибкими тягами 6 с верхней ступицей 7 ротора, установленной на неподвижной башне 10. Причем верхняя ступица 7 ротора установлена с возможностью вращения вокруг продольной оси башни 10. Нижняя ступица 8 ротора скреплена горизонтальными гибкими тягами 9 с нижним кольцевым диском 3 и связана с преобразователем энергии (условно не показан), например, насосом объемнорегулируемой гидропередачи «насос-турбогенератор». Приводы поворота лопастей 23 могут быть выполнены в любом общеизвестном варианте, предпочтительно в виде высокомоментного низкоскоростного гидропривода. Кольцевые диски 3 и 4 выполнены шириной от 1,1 до 1,2 от величины хорды лопасти 2, с трапециевидальным поперечным сечением, что обеспечивает их обтекание с наименьшим реактивным сопротивлением.

На верхней плоской поверхности 14 верхнего кольцевого диска 4 установлены фотоэлектрические модули 13, составленные из фотоэлектрических преобразователей по стандартным схемам коммутации. Малая толщина фотоэлектрических модулей позволяет встроить их в тело верхнего кольцевого диска 4 заподлицо с верхней плоской поверхностью 14 и, таким образом, не ухудшать аэродинамического качества ветротурбины из-за образования дополнительных завихрений. Путем последовательных и параллельных соединений из фотоэлектрических модулей 13 составлена фотоэлектрическая батарея 15.

Выводы фотоэлектрической батареи 15 подключены ко входу зависимого инвертора 16 (например, может быть использован инвертор SunnyCentral компании SMA SolarTechnology AG [17]), выход которого подключен к клеммам подвижной части токопередающего узла 20. Неподвижная часть токопередающего узла 19 подключена к силовым линиям электрической сети 23. К выходу зависимого инвертора 16 также параллельно подключены входы электропитания приводов поворота лопастей 21 (блоки управления

приводов условно не показаны) и вход батарейного инвертора 17 (например, модели SMA SunnyIsland [17]) по переменному току. К входу по постоянному току батарейного инвертора 17 подключены выводы накопителя электрической энергии 18.

Схема коммутации фотоэлектрической батареи 15 определяется входным напряжением зависимого инвертора 16 и напряжением в точке максимальной мощности фотоэлектрического модуля по стандартным методикам. Номинальная мощность батарейного инвертора 17 обусловлена мощностью электродвигателей приводов поворота лопастей 21. Напряжение накопителя электрической энергии 18 определяется входным напряжением батарейного инвертора по постоянному току.

Токопередающий узел установлен соосно с центральной башней 10, предпочтительно в верхней опоре ротора. Его неподвижная часть 19, например, система контактных колец, подключенных к силовым линиям электрической сети установки, закреплена на центральной башне 10, а подвижная часть 20 токопередающего узла, например, система щеток расположена на верхней ступице 7. Возможно также исполнение токопередающего узла с бесконтактной (индукционной) передачей. Изолированные кабели (не показаны) от подвижной части 20 токопередающего узла к фотоэлектрической батарее 5 модулей и к входам электропитания приводов поворота лопастей 21 проложены по гибким тягам 6. Инверторы 16 и 17, аккумуляторная батарея 18 конструктивно расположены в отсеках ротора, приближенных к оси его вращения, например, на верхней ступице 7 или на нижней ступице 8, что облегчает доступ к ним технического персонала для обслуживания и ремонта.

Гибридная энергетическая установка работает следующим образом. Поворотные лопасти 2 посредством приводов их разворота (на Рис. 5 - 6 условно не показаны) поворачиваются вокруг вертикальных осей 11 на предварительно рассчитанные углы атаки относительно направления ветра. Аэродинамические силы, воздействующие на лопасти 2, передаются через оси 11 на нижний 3 и верхний 4 кольцевые диски. При этом крутящий момент через колонны 5 приводит во вращение кольцевой понтон 1 и, через предварительно натянутые гибкие тяги 9, нижнюю ступицу 8 ротора. Крутящий момент с верхнего кольцевого диска 4 через наклонные стержневые элементы (штанги) 12 также передается на нижний кольцевой диск 3 и далее на ступицу 8. Верхняя ступица 7, установленная в подшипнике на неподвижной башне 10, и нижняя ступица 8 удерживают диски 3 и 4 в горизонтальной плоскости соответственно через гибкие тяги 9 и 6. Тем самым обеспечивается жесткость ротора. Механическая энергия вращения нижней ступицы 8 ротора затем преобразуется в электрическую энергию, поступает в силовые линии 23 электрической сети установки и далее, по подводному кабелю 22, к внешним потребителям.

Фотоэлектрические преобразователи, включенные в фотоэлектрические модули 13, преобразуют энергию падающих на них фотонов солнечного излучения в электрическую энергию, формируют выходное напряжение модуля. Последовательное и параллельное соединение фотоэлектрических модулей 13 в фотоэлектрическую батарею 15 повышает напряжение до требуемого уровня входного напряжения зависимого инвертора 16 и повышает мощность. Переменный ток, полученный на выходе инвертора 16, через токопередающий узел (19 и 20) подается в силовые линии 23 электрической сети энергоустановки. Кроме того, с зависимого инвертора 16 осуществляется электропитание приводов поворота лопастей 21, а также заряд аккумуляторной батареи 18 через батарейный инвертор 17, работающий в данном случае в режиме зарядного устройства.

Поскольку все фотоэлектрические модули 13 расположены на одной верхней плоской грани 14 верхнего кольцевого диска 4, то они не подвергаются затенению и все находятся в условиях равномерной освещенности. Таким образом, предотвращается потеря мощности фотоэлектрической батареи 15, связанная с возможной неравномерностью освещения фотоэлектрических модулей 13.

В ночное время электропитание приводов поворота лопастей производится от силовых линий 23 электрической сети энергетической установки через токопередающий узел (19 и 20). В случае отказа электрической сети энергоустановки или отказа токопередающего узла при недостаточной мощности фотоэлектрической батареи 15, например, в ночное время, электропитание приводов поворота лопастей производится от аккумуляторной батареи 18 через батарейный инвертор 17, работающий в данном случае в режиме инвертора напряжения. При такой схеме

коммутации обеспечивается повышенная надежность работы гибридной энергоустановки.

Тепло, выделяемое при работе фотоэлектрических модулей 13, эффективно отводится в металл верхнего кольцевого диска 4 на верхней плоской грани 14 и далее отводится скоростными приповерхностными струями воздуха. Тем самым исключается снижение выходной мощности фотоэлектрических модулей из-за повышения температуры.

Как отмечено выше, верхний кольцевой диск описываемой ветротурбины имеет трапецеидальное поперечное сечение, боковые ребра которого при вращении образуют две наклонные (конические) поверхности, у которых нормаль в каждой точке не будет отклоняться от вертикали более чем на 20 ... 25 градусов. Это предоставляет возможность увеличения мощности солнечного компонента гибридной энергетической установки за счет размещения дополнительных батарей ФЭМ на одной или на обеих указанных наклонных поверхностях. Наклонные поверхности на большей части площади остаются освещенными Солнцем всё дневное время за исключением восхода и заката.

Для примера на Рис. 9 показан вид сверху на ветротурбину с дополнительными фотоэлектрическими модулями на верхней периферийной поверхности верхнего кольцевого диска 4. ФЭМ, расположенные, как описано выше, на верхней плоской поверхности диска, здесь условно не показаны. На Рис.10 для этого варианта приведена схема коммутации фотоэлектрических модулей в батарее. Здесь фотоэлектрические модули объединены в группы, из которых составлена батарея. На Рис. 9-10 использованы те же обозначения, как описано выше. Дополнительно обозначено: 24 – плоская грань на верхней периферийной поверхности верхнего кольцевого диска 4, 25 – группа фотоэлектрических модулей, 26 – устройство согласования по напряжению.

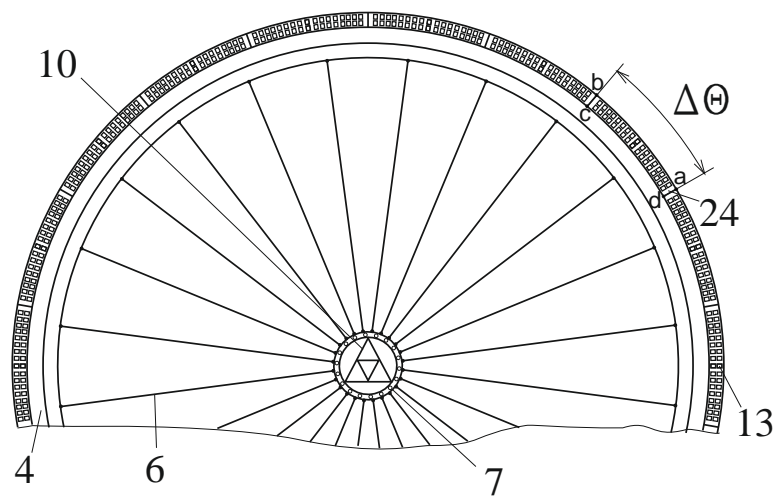


Рис. 9. Размещение дополнительных ФЭМ на периферии верхнего диска ветротурбины
Fig. 9. Additional photovoltaic modules installed on the top disc periphery

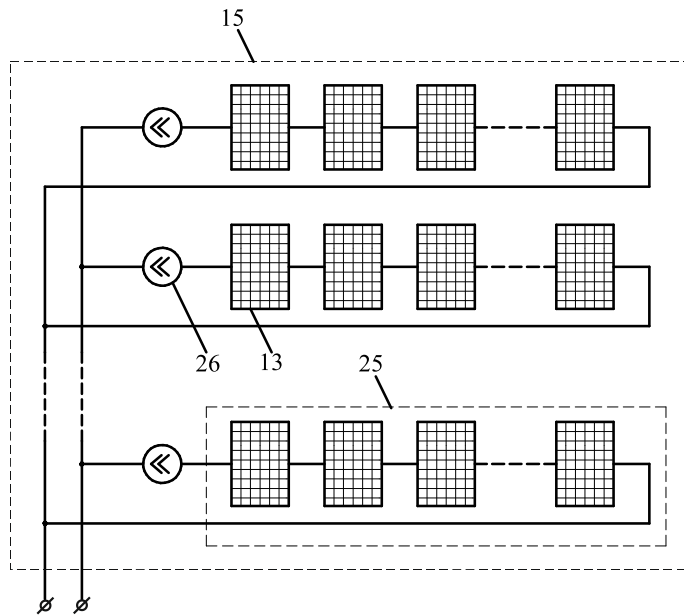


Рис. 10. Схема коммутации дополнительных ФЭМ в батарею
Fig. 10. Connection diagram of additional photovoltaic battery

Для размещения фотоэлектрических модулей указанная верхняя периферийная поверхность составлена из плоских граней 24, расположенных по периметру верхнего кольцевого диска 4 с угловым шагом по азимутальному углу $\Delta\theta$. При этом параллельное соединение групп фотоэлектрических модулей 25 в батарею фотоэлектрических модулей 15 позволяет достичь требуемой мощности. Устройства согласования по напряжению 26, инверторы 16 и 17, аккумуляторная батарея 18 конструктивно расположены в отсеках ротора, приближенных к оси его вращения, например, на верхней ступице 7 или на нижней ступице 8, что облегчает доступ к ним технического персонала для обслуживания и ремонта. Из-за разницы освещенности фотоэлектрических модулей на отдельных гранях 24 в разных группах фотоэлектрических модулей 25 будут формироваться различные значения напряжения. Согласование по напряжению групп фотоэлектрических модулей 25 производится последовательно включенными устройствами согласования по напряжению 26. Устройства согласования по напряжению 26 построены по любой из известных схем [18]. Количество фотоэлектрических модулей N_g в каждой группе 25 определяется входным напряжением V_{dc} независимого инвертора 16 и напряжением в точке максимальной мощности фотоэлектрического модуля V_{mp} согласно выражению $N_g = \frac{V_{dc}}{V_{mp}}$. Количество групп фотоэлектрических модулей определяется согласно выражению $\frac{V_b}{V_g}$, где N_b – общее количество фотоэлектрических модулей в батарее 15.

Шаг между группами по азимутальному углу $\Delta\theta$ (в градусах) определяется из выражений

$$\Delta\theta = 360 \cdot \frac{V_g}{V_b},$$

$$N_g = \frac{V_{dc}}{V_{mp}}.$$

Каждая группа 25 соседних фотоэлектрических модулей расположена полностью в пределах одной плоской грани 24, например, с вершинами в точках a, b, c и d (см. Рис.7). При этом все фотоэлектрические модули 13 каждой группы 25 установлены в тепловом контакте с металлической поверхностью соответствующей плоской грани 24 верхнего кольцевого диска 4, обдуваемой высокоскоростными струями воздуха.

Установка фотоэлектрических модулей на внутренней наклонной поверхности верхнего кольцевого диска 4 и их коммутация может осуществляться аналогично. Таким образом, за счет размещения дополнительных фотоэлектрических модулей на наклонных поверхностях верхнего кольца ветротурбины может быть увеличена суммарная мощность ВЭУ-ФЭУ.

РЕЗУЛЬТАТЫ И АНАЛИЗ

Поскольку ветровой и фотоэлектрический компоненты гибридной морской энергоустановки могут работать не только по отдельности (ветровой – ночью, а фотоэлектрический – в штиль), но и выдавая энергию в сеть одновременно, то номинальная мощность всего комплекса складывается из мощностей обоих указанных компонентов:

$$N = N_1 + N_2 \tag{1}$$

где N_1 – номинальная выходная мощность ВЭУ в

гибридной энергоустановке, N_2 – номинальная выходная мощность ФЭУ в гибридной энергоустановке. Представляется допустимым рассчитать N_1 и N_2 индивидуально по соответствующим методикам, оценивая некоторое взаимовлияние фотоэлектрических и аэродинамических процессов.

Так, для N_1 из уравнения энергетического баланса имеем:

$$N_1 = N_{BT} \eta_{ПР} \eta_{ПР} \eta_{ГД} \eta_{ТГ} \quad (2)$$

где N_{BT} – механическая мощность на ступице ветротурбины, $\eta_{ПР}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности на работу приводов поворота лопастей, $\eta_{ГД}$ – коэффициент, учитывающий гидродинамические потери (рассеивание энергии в воде при вращении понтона), $\eta_{ТГ}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в гидростатическом преобразователе энергии, $\eta_{ТГ}$ – КПД турбогенератора. Здесь механическая мощность на ступице ветротурбины в предположении постоянства скорости ветра определяется по известной формуле:

$$N_{BT} = 0,5 C_p \rho A u_B^3, \quad (3)$$

где C_p – коэффициент использования энергии ветра, ρ – плотность воздуха, A – ометаемая площадь ветротурбины, u_B – номинальная скорость ветра. Более точный расчет требует учета вертикальной стратификации скорости ветра, которую принято аппроксимировать логарифмической или степенной зависимостью.

Примем для оценочного расчета диаметр ветротурбины по осям лопастей равным 200 м, а высоту (размах) лопастей равной 40 м. Соответственно ометаемая площадь ветротурбины $A=8000 \text{ м}^2$. В работе [19] в результате цифрового моделирования методами компьютерной динамики жидкости для определения аэродинамических нагрузок от ветра с логарифмическим профилем и скоростью на высоте 10 м над уровнем моря $u_0 = 25 \text{ м/с}$ при указанных размерах плавучей ветротурбины было получено: $C_p = 0,49$, а $N_{BT} = 51,4 \text{ МВт}$. Но в качестве рационального значения для районов шельфа с высоким ветропотенциалом можно принять $u_0 = 16 \text{ м/с}$. Тогда пересчет по формуле (3) дает значение механической мощности на ступице ветротурбины $N_{BT} = 13,475 \text{ МВт}$. Проведенный ранее анализ потерь энергии при преобразовании энергии показал, что в описанной конструкции ВЭУ одними из наибольших являются гидравлические потери на вращение крупногабаритного плавучего ротора, которые существенно зависят от его конструкции, а также волнового климата. В работе [20] было показано, что за счет явления образования «водяного ринга» для полупогружного понтона с волнением 3 балла гидравлические потери будут снижаться до 7% ($\eta_{ГД}=0,93$) и даже менее. При этом лобовое сопротивление испытывает только относительно небольшая часть поверхности ротора во время прохождения гребня волны над понтоном. Достижимы также следующие коэффициенты

потерь: $\eta_{ПР}=0,985$; $\eta_{ПР} = 0,9$; $\eta_{ТГ} = 0,98$.

Тогда по формуле (2) получаем $N_1 = 10,88 \text{ МВт}$.

Можно предположить небольшое ухудшение аэродинамического качества плавучей ветротурбины из-за неидеально обтекаемой формы верхнего кольца после монтажа ФЭМ на его поверхностях (плоские грани на конических поверхностях, неплоскостность ФЭМ). Примем несколько меньшее значение коэффициента использования энергии ветра: $C_p = 0,48$. Вторым фактором, способным повлиять на мощность ветротурбины в гибридной энергоустановке являются дополнительные восходящие потоки воздуха из-за нагрева поверхностей верхнего кольца при работе ФЭМ. Но их влияние локально и интегрально, по-видимому, будет практически нейтральным, т.к. если с наветренной стороны кольца восходящий поток усиливает наблюдаемый в плоскости кольца вихрь, являющийся основным фактором вертикальной циркуляции [21], то на подветренной стороне кольца он ослабляет вихрь примерно в такой же степени. Тогда из (2) и (3) для принятых параметров получаем номинальную выходную мощность ВЭУ в гибридной энергоустановке $N_1 = 10,65 \text{ МВт}$.

Потенциальная годовая выработка энергии на ВЭУ:

$$E_{pot} = 8766 \int_0^{\infty} p(u) f(u) du, \quad (4)$$

где 8766 – среднее число часов в году, u – скорость ветра, $p(u)$ – кривая зависимости мощности ветротурбины от скорости ветра для стандартных условий, задается графически или таблично по результатам испытаний ВЭУ. $f(u)$ – нормализованная плотность вероятности скорости ветра на уровне ступицы ротора.

Обычно $f(u)$ выражается согласно распределению Вейбулла или Релея:

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}, \quad (5)$$

где k – коэффициент формы, A – коэффициент масштаба. Коэффициенты определяются экспериментально по данным метеонаблюдений. Типовые значения: $k = 2,0$; $A = 8,5$.

Приняв скорость ветра включения $u_{вкл}$ равной 3 м/с, а скорость ветра выключения $u_{выкл}$ – 25 м/с, с учетом полученных выше номинальных значений можно сформировать кривую $p(u)$ с постоянным значением мощности выше номинальной скорости ветра u_0 , а затем по формуле (4) дать численную оценку потенциальной годовой выработки энергии на ВЭУ:

$$E_{pot} \approx 8766 \sum_{u_{вкл}}^{u_{выкл}} p(u_i) f(u_i) \Delta u, \quad (6)$$

где Δu – шаг по скорости ветра.

После подстановки значений в итоге получаем $E_{pot} = 1,73 \cdot 10^7 \text{ кВт-ч}$.

Рассчитаем теперь мощность N_2 ФЭУ, которая может быть получена от ФЭМ, установленных на

верхнем кольце такой ветротурбины. С точки зрения получения максимальной энерговыработки целесообразным представляется размещение ФЭМ не только на верхней поверхности кольца (14), но и на его наклонных гранях (24). Таким образом, потенциальная годовая энерговыработка ФЭУ (S_{pot}) составит:

$$S_{pot} = S_H + S_I, \quad (7)$$

где S_H и S_I - потенциальная годовая энерговыработка ФЭМ, расположенных на горизонтальной и наклонной поверхностях кольца соответственно.

Расчет потенциальной годовой энерговыработки ФЭМ, расположенных на верхней части кольца, проводится по формуле:

$$S_H = S_0 \pi h (d_h - h_h) \eta_{pv} k_{phh} k_{refh}, \quad (8)$$

где S_0 - среднегодовое значение суммарной солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность; h - ширина кольцевой горизонтальной поверхности; d_h - диаметр кольцевой горизонтальной поверхности; η_{pv} - КПД ФЭМ; k_{phh} - коэффициент заполнения кольцевой горизонтальной поверхности ФЭМ; k_{refh} - коэффициент, учитывающий потери на отражение и загрязнение ФЭМ.

Для оценочных расчетов, среднегодовое значение суммарной солнечной радиации согласно справочным данным [22] для Республики Крым примем равным $S_0 = 1,94$ МВт·ч/м², ширину кольцевой верхней поверхности $h = 3$ м, диаметр кольцевой горизонтальной поверхности $d_h = 195$ м, КПД ФЭМ, учитывая хороший теплоотвод, $\eta_{pv} = 0,16$, коэффициент заполнения кольцевой горизонтальной поверхности ФЭМ $k_{phh} = 0,95$, коэффициент, учитывающий потери на отражение и загрязнение ФЭМ $k_{refh} = 0,72$. Тогда потенциальная годовая энерговыработка ФЭМ, расположенных на верхней части кольца, составит 360 МВт·ч.

Численную оценку потенциальной годовой энерговыработки ФЭМ, расположенных на наклонной части кольца, можно произвести по формуле:

$$S_I = (S_c + D + R_{фон} + R_{отр}) \pi d_i h_i \eta_{pv} k_{phi} k_{refi}, \quad (9)$$

где S_c , D , $R_{фон}$, $R_{отр}$ - суммарные значения прямой, диффузной (ореольной), фоновой и отраженной от водной поверхности солнечной радиации, приходящей на наклонную грань; d_i - диаметр кольцевой наклонной поверхности; h_i - ширина наклонной грани; k_{phi} - коэффициент заполнения наклонной грани; k_{refi} - коэффициент, учитывающий потери на отражение и загрязнение ФЭМ, расположенных на наклонной грани.

Расчет суммы годовых суммарных значений прямой, диффузной (ореольной), фоновой и отраженной от водной поверхности солнечной радиации производился согласно методикам [23, 24] для каждой из 24 граней и составил при использовании модели Хейя 1,155 МВт·ч/м², а при использовании модели Клачера 1,13 МВт·ч/м².

Исходя из этого для оценочных расчетов было принято среднее значение - 1,14 МВт·ч/м². Учитывая то, что ширина наклонных плоских граней равна $h_i = 2,7$ м, коэффициент заполнения составляет $k_{phi} = 0,9$, а коэффициент, учитывающий потери на отражение и загрязнение ФЭМ примем $k_{refi} = 0,79$, значение потенциальной годовой энерговыработки ФЭМ, расположенных на наклонной части кольца составит 206 МВт·ч.

Окончательно, потенциальная годовая выработка энергии фотоэлектрической части энергокомплекса составит 572 МВт·ч.

ВЫВОДЫ

В работе была рассмотрена проблема нестабильности выработки энергии из возобновляемых источников и возможные пути ее решения. Приведены преимущества использования гибридных установок, использующих от нескольких возобновляемых источников энергии, в особенности, ветро-солнечных энергетических установок. При этом на примерах показано, что совмещение фотоэлектрической и ветроэнергетической установок традиционных конструкции является нецелесообразным решением по ряду причин. Но в настоящее время ведется работа над проектами ветроустановок нового типа, в конструкции которых использование фотоэлектрических преобразователей представляется весьма перспективным. Одной из них является ветроэнергетическая морская установка, имеющая в верхней части конструкции кольцевую поверхность, пригодную для размещения фотоэлектрических модулей. Описаны конструктивные решения и предложены схемы коммутации дополнительных фотоэлектрических модулей, расположенных на периферийной конической поверхности верхнего кольца ветротурбины. Немаловажным достоинством таких вариантов размещения фотоэлектрических модулей в гибридной энергоустановке является также то, что они позволяют повысить энергетическую эффективность фотоэлектрических преобразователей за счет интенсификации теплоотвода от поверхности фотоэлементов.

Оценочные расчеты энергетических параметров комбинированной ветро-солнечной установки показывают, что потенциальная годовая выработка энергии на ВЭУ составляет 17300 МВт·ч, а ФЭУ, установленной на верхнем кольце ветротурбины, 572 МВт·ч. Несмотря на то, что соотношение энерговыработки ФЭУ составляет примерно 3% от общей в гибридном энергокомплексе, расчеты показывают, что ее достаточно для электроснабжения приводов поворота лопастей и других потребителей собственных нужд ВЭУ с выдачей энергии в сеть.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обзор перспективных технологий в секторе альтернативной энергетики // Московская биржа URL: <https://fs.moex.com/files/16553>
2. Дорофеев В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЭЭС России / В.В. Дорофеев, А.А. Макаров // Бесплатная электронная версия журнала «Энергоэксперт» № 4, 2009 – С. 28-34.
3. Харченко В.В. Микросеть на основе ВИЭ для энергоснабжения сельских территорий / В.В. Харченко, В.Б. Адомавичюс, В.А. Гусаров, Д.С. Стребков // International conference “Energy of moldova – 2012”, Chisinau, Republic of Moldova, 2012, pp. 562-567.
4. Антипов В.Н., Грозов А.Д., Иванова А.В. Мировая ветроэнергетика мегаваттного диапазона мощностей // Инноватика и экспертиза. 2019. № 2 (27). С. 94–105. DOI: 10.35264/1996-2274-2019-294-105.
5. Кузнецов П. Н., Гусева Е. В., Борисов А. А. Современное состояние и направления развития фотоэлектрических энергоустановок // Энергетические установки и технологии. 2018. № 3. С. 51–57.
6. Шилкина С. В. Экономика развития электроэнергетики на возобновляемых источниках энергии в России с учетом мировых тенденций // Вестник гражданских инженеров. 2018. № 3 (68). С. 137–146. DOI: 10.23968/1999-5571-2018-15-3-137-146.
7. Beaudin M., et al. Energy storage for mitigating the variability of renewable energy sources: An updated review/ Energy for Sustainable Development, Vol. 14, 2014. pp 302-314.
8. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Solar Photovoltaics. June, 2012. Volume 1: Power Sector Issue 4/5. «IRENA», United Arab Emirates June, 2012.
9. Лагов П.Б. Способ отбора электрической энергии от батарей фотоэлектрических преобразователей /П.Б. Лагов, А.С. Дренин: Пат. РФ 2551913, МПК F03D 3/02, F03D 7/04, H02S 10/12, Заявлено 12.12.2013; Оpubл. 10.12.2013 Бюл. №16.
10. Голощапов В.М. Энергоэффективная солнечно-ветровая энергетическая установка /В.М. Голощапов, А.А. Баклин, В.В. Бурлов и др.: Пат. РФ 2611923, МПК F03D1/04, F03D1/06, F24J2/08, H02S10/12 Заявлено 05.10.2015; Оpubл. 01.03.2017 Бюл. №7.
11. Букин О.А. Система автономного электро- и теплоснабжения жилых и производственных помещений /О.А. Букин, Н.В. Сгребнев, В.Н. Забильский: Пат. РФ 2535899, МПК H02S 10/12, H02S 10/30, H02S 40/38 Заявлено 26.02.2013; Оpubл. 20.12.2014 Бюл. №35.
12. Кувшинов В.В. Фототермопреобразователь солнечной энергии /В.В. Кувшинов, А.И. Башта А.И., В.А. Сафонов: Пат. РФ 150121, МПК H 01 L 31/00 заявлено 17.10.2014; Оpubл. 27.01.2015, Бюл. № 3.
13. Чебоксаров Вал. В. Ветроэнергетическая установка /Вал. В. Чебоксаров, Вик. В. Чебоксаров: Пат. РФ №2381381, Оpubл. 2010 Бюл. №4.
14. Чебоксаров Вал. В., Чебоксаров Вик. В. Исследование крупногабаритных плавучих ветротурбин/ Вестник ДВО РАН, 2005, №6, с. 46-51.
15. Cheboxarov Victor V, Cheboxarov Valery V. WEMU Design: Large Capacity Low-Speed Vertical-Axis Wind Turbines with Rotary Blades/ Wind Turbines: Types, Economics and Development, 2010, Nova Science Publishers, NY, USA, pp 199 - 221.
16. Cheboxarov, Victor V, Cheboxarov, Valery V, Bekker AT. Aerodynamic Efficiency Prediction of Large Cross-Flow Turbine/ Proc 14th Int Offshore and Polar Eng Conf, ISOPE, Toulon, 2004, Vol 1, pp.150-157.
17. Solar Inverters // SMA Solar Technology AG URL: <https://www.sma.de/en/products/solarinverters.html>
18. Кузнецов П. Н., Юфеев Л. Ю. Повышение эффективности работы фотоэлектрических преобразователей при параллельной и смешанной коммутации // Сантехника, отопление, кондиционирование. 2018. № 8 (200). С. 78–81.
19. Cheboxarov Victor V., Cheboxarov Valery V. Analysis of Air Flow and Deformations of Large-Scale Floating Wind Turbine/ Proc. of the Intern. Conference "Renewable Energy-2006", Makuhari Messe, Japan, 2006, pp 759 – 762.
20. Cheboxarov, Victor V, Cheboxarov, Valery V. Research of Behavior of Large Rotary Pontoon of Offshore Wind Turbine in Waves/ Proc 9th Pacific/Asia Offshore Mechanics Symposium, ISOPE, Busan, Korea, PACOMS-2010, pp.106-113.
21. Чебоксаров Вик. В., Чебоксаров Вал. В. Вертикальная циркуляция воздуха в низкоскоростной ветротурбине поперечного потока с поворотными лопастями/ Письма в Журнал технической физики. – 2008, том 34, вып. 2, с. 19-27.
22. Справочник по климату СССР. – Л.: Гидрометеоиздат, 1966. – Вып. 26. – Ч. 1. Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние. – 2-ое изд. – 78 с.
23. Назаров Б.И., Салиев М.А., Махмудов А.Н., Абдуллаев С.Ф. Влияние аэрозольного загрязнения атмосферы на работу солнечных приёмников // Доклады Академии наук Республики Таджикистан. - Душанбе: Президиум Академии наук Республики Таджикистан, 2016. - С. 206-213.
24. Шакиров В.А. Методика оценки прихода суммарной солнечной радиации на наклонные поверхности с использованием многолетних архивов метеорологических данных/ Системы. Методы. Технологии., Братск, №4(36), 2017, с. 115-121.

REFERENCES

1. Review of promising technologies in the alternative energy sector // Moscow Exchange URL:

<https://fs.moex.com/files/16553>

2. Dorofeev V.V. Actively adaptive network - new quality of UES of Russia / V.V. Dorofeev, A.A. Makarov // Free electronic version of *Energoexpert* magazine No. 4, 2009 - p. 28-34.
3. Kharchenko V.V. The Micro-grid based on renewable energy for power supply in rural areas / V.V. Kharchenko, V. B. Adomavicius, V.A. Gusarov, D.S. Strebkov // International conference "ENERGY OF MOLDOVA - 2012. REGIONAL ASPECTS OF DEVELOPMENT" October 4-6, 2012- Chisinau, Republic of Moldova - P 562 - 567.
4. Artemova E. Sun Energy [Electronic resource]: Interfax-Russia online publication. - Access mode: <http://www.interfax-russia.ru/South/view.asp?id=545580>
5. Kuznetsov P.N. The current state and development directions of photovoltaic power plants / P.N. Kuznetsov, E.V. Guseva, A.A. Borisov // *Power plants and technologies* No. 3, 2018, pp. 51-57
6. Shilkina S.V. Economics of the development of electric power industry on renewable energy sources in Russia, taking into account global trends / S.V. Shilkin // *Bulletin of Civil Engineers*, No. 3 (68), 2018, pp. 137-146, DOI: 10.23968 / 1999-5571-2018-15-3-137-146
7. Beaudin M., et al. Energy storage for renewable energy sources: An updated review / *Energy for Sustainable Development*, Vol. 14, 2014. pp 302-314.
8. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Solar Photovoltaics. June, 2012. Volume 1: Power Sector Issue 4/5. IRENA, United Arab Emirates June, 2012.
9. Lagov P.B. The method of selection of electric energy from batteries of photovoltaic cells / P. B. Lagov, A.S. Drenin: Pat. RF 2551913, IPC F03D 3/02, F03D 7/04, H02S 10/12, Declared 12/12/2013; Publ. 12/10/2013 Bull. №16.
10. Goloshchapov V.M. Energy efficient solar-wind power installation / V.M. Goloshchapov, A.A. Baklin, V.V. Burlov et al.: Pat. RF 2611923, IPC F03D1 / 04, F03D1 / 06, F24J2 / 08, H02S10 / 12 Declared 10/05/2015; Publ. 03/01/2017 Bull. №7.
11. Bukin O.A. Autonomous system of electricity and heat supply of residential and industrial premises /O.A. Bukin, N.V. Sgrebnev, V.N. Zabilsky: Pat. RF 2535899, IPC H02S 10/12, H02S 10/30, H02S 40/38 Declared 02.26.2013; Publ. 12/20/2014 Bull. No. 35
12. Kuvshinov V.V. Photothermal transducer of solar energy / V.V. Kuvshinov, A.I. Bashta A.I., V.A. Safonov: Pat. Of the Russian Federation 150121, IPC H 01 L 31/00 announced 10.17.2014; Publ. 01/27/2015, Bull. Number 3.
13. Cheboxarov Val. B. Wind Turbine / Val. V. Cheboxarov, Vic. V. Cheboxarov: Pat. Of the Russian Federation No. 2381381, Publ. 2010 Bull. №4.
14. Cheboxarov Val. V., Cheboxarov Vick. B. Study of large-sized floating wind turbines / *Vestnik DVO RAN*, 2005, No 6, p. 46-51.
15. Cheboxarov Victor V, Cheboxarov Valery V. WEMU Design: Large Capacity Low-Speed Vertical-Axis Wind Turbines with Rotary Blades/ *Wind Turbines: Types, Economics and Development*, 2010, Nova Science Publishers, NY, USA, pp 199 - 221.
16. Cheboxarov, Victor V, Cheboxarov, Valery V, Bekker AT. Aerodynamic Efficiency Prediction of Large Cross-Flow Turbine / *Proc 14th Int Offshore and Polar Eng Conf, ISOPE, Toulon, 2004, Vol 1, pp.150-157.*
17. Solar Inverters // SMA Solar Technology AG URL: <https://www.sma.de/en/products/solarinverters.html>
18. Kuznetsov P.N. Improving the efficiency of photovoltaic converters in parallel and mixed switching / P.N. Kuznetsov, L.Yu. Yuferev // *Plumbing, heating, air conditioning*, No. 8 (200), 2018, pp. 78-81
19. Cheboxarov Victor V., Cheboxarov Valery V. Analysis of the Large-Scale Floating Wind Turbine / *Proc. of the Intern. Conference "Renewable Energy-2006"*, MakuhariMesse, Japan, 2006, pp 759 - 762.
20. Cheboxarov, Victor V, Cheboxarov, Valery V. Research of Behavior of Large Rotary Pontoon of Offshore Wind Turbine in Waves/ *Proc 9th Pacific/Asia Offshore Mechanics Symposium, ISOPE, Busan, Korea, PACOMS-2010*, pp.106-113.
21. Cheboxarov Vic. V, Cheboxarov Val. V. Vertical Air Circulation in a Low-Speed Lateral Flow Wind Turbine with Rotary Blades/ *Technical Physics Letters*, 2008, Vol. 34, No. 1, pp. 52-55.
22. Reference to the climate of the USSR. - L.: Gidrometeoizdat, 1966. - Issue. 26. - Part 1. Solar radiation, radiation balance and sunshine. - 2nd ed. - 78 p.
23. Nazarov B.I., Saliev M.A., Makhmudov A.N., Abdullaev S.F. Effect of aerosol pollution of the atmosphere on the work of solar receivers // *Reports of the Academy of Sciences of the Republic of Tajikistan. - Dushanbe: Presidium of the Academy of Sciences of the Republic of Tajikistan*, 2016. - p. 206-213.
24. Shakirov V.A. Methodology for estimating the arrival of total solar radiation on inclined surfaces using long-term archives of meteorological data / *Systems. Methods. Technologies.*, Bratsk, №4 (36), 2017, p. 115-121.

HYBRID WIND-SOLAR OFFSHORE POWER PLANTS

Cheboxarov V.V., Kuznetsov P.N.

Sevastopol State University, 299053, Sevastopol, Universitetskaya str., 33, E-mail: VVCheboxarov@sevsu.ru

Abstract. The paper deals with an analysis of the problem of instability of power output from renewable energy sources and finding possible solutions. Advantages of developing hybrid power plants in particular wind-PV plants are shown. Major engineering decisions in developing wind-PV power plants are reviewed. It was shown referring to several examples that mounting of PV arrays upon conventional wind rotors is hardly effective due to essential reasons. A schematic of the large-scale wind offshore power plant having vertical axis turbine is briefly described. Mounting of PV arrays upon top ring surface of this turbine seems a promising solution. Its advantages, e.g. improved power efficiency of the PV cells due to increased heat flow from their surfaces are presented. Two configurations of mounting of PV modules on the wind rotor, corresponding connection diagrams, and current collector unit are described. Workflow of the hybrid power plant is explained. Basic characteristics of the hybrid wind-PV power plant are derived in preliminary calculations. Their results yield 19,300 MWh of annual energy output from wind turbine and 572 MWh of annual energy output from the combined PV cells mounted on the wind turbine top. It is shown that PV cells provide enough energy to power drives of blade rotation as well as for all other self needs so requirements to capacity of expensive electric accumulators are decreasing.

Subject: New types of hybrid solar-wind power plants and their power efficiency

Materials and methods: The research has theoretic and methodological foundations in works of Russian and foreign scientists in area of renewable energy. Analytic research methods are used. They include models of incident solar radiation originated by Hey and Clacher as well as the Weibull distribution for calculation of the probability of a wind velocity.

Results: A problem of instability of power output from renewable energy sources was analyzed. It was shown that developing of hybrid power plants in particular wind-PV plants is actual and effective solution of this problem. However, combining of PV plant with conventional wind plants does not give a required positive effects due to some reasons. Wind energy marine unit with an extended top ring surface was considered as an alternative design. This surface fits to mount PV cells. Results of preliminary calculations of power parameters of the hybrid offshore wind-PV power plant show that if wind turbine diameter is 200 m, its annual energy output is 19,300 MWh while PV cells mounted on the turbine's top provide 572 MWh annually.

Conclusions: Instability of renewable energy sources is a serious problem having a strong impact on energy costs. The problem can be mitigated essentially through using of hybrid power plants, especially wind-PV plants. However, hybridization with conventional types of wind turbines does not provide a significant synergy. Mounting PV modules upon a top ring of large-scale wind energy marine unit seems a promising solution. It is advantageous also since power efficiency of PV cells is increased due to improved heat flow from the cells. Despite the fact that PV cells provide only about 3% of total power capacity, it is enough to power drives of blade rotation as well as all other self needs of wind power plant.

Key words: solar-wind power plant, wind energy, photovoltaic, offshore power plant, renewable energy, hybrid plant, energy resources.