

УДК 620.9

DOI 10.18635/2071-2219-2017-3-8-14

# Технология комбинированной генерации энергии тепловыми и ветровыми электростанциями

**С. В. Жарков,***Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН,  
кандидат технических наук, старший научный сотрудник***В. А. Стенников,***Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, врио директора,  
доктор технических наук, профессор, член-корреспондент РАН***И. В. Постников,***Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН,  
кандидат технических наук, старший научный сотрудник***А. В. Пеньковский,***Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, научный сотрудник*

Предлагается технология использования электроэнергии ветроэлектростанций для прямого замещения топлива в тепловых циклах теплоэнергетических установок. Технология позволяет избежать решения проблем обеспечения качества электроэнергии и оперативного резервирования мощности ветроэлектростанций в энергосистемах, а также объединить достижения традиционной (газотурбинная и парогазовая технологии, теплофикация) и нетрадиционной возобновляемой энергетики. Показаны энергетический и экологический эффекты от внедрения новой технологии, рассмотрены многочисленные преимущества предложенных схем, обеспечивающие им широкую сферу практического применения как в локальных, так и в крупных энергосистемах.

**Ключевые слова:** возобновляемая энергетика, ветроэлектростанция, ТЭЦ, качество электроэнергии, интегрированная система энергоснабжения.

Энергия ветра ввиду широкой распространенности является наиболее перспективным ресурсом среди возобновляемых источников энергии. Ветроэнергетический тренд охватывает уже более семидесяти государств и особенно актуален для отдаленных регионов с дорогостоящим привозным топливом. Наибольшее развитие ветроэнергетика получила в США, Германии, Китае, Индии, Испании, Дании. К началу 2016 года общая установленная мощность всех ветрогенераторов составляла 432 ГВт [1]. К 2035 году в Китае планируется ввести 645 ГВт таких электростанций, в США и Европейском союзе – 500 ГВт. Основной технологической проблемой подключения ветроэлектростанций к энергосистемам является нестабильность потока энергии, что приводит к снижению качества генерируемой электроэнергии и ухудшению устойчивости функционирования системы. В связи с этим возрастает потребность в резервировании мощности ветростанции [2]. В развитых странах решение указанной проблемы осуществляется путем применения активно развиваемой технологии Smart Grid [3].

В настоящее время основу ветроэнергетики (98 % суммарной мощности ветроэнергетического парка) составляют ветроэлектростанции, работающие параллельно с электроэнергетической системой. В некоторой степени техническую проблему их

включения на параллельную работу с системой удалось решить; для исключения значительных искажений от высших гармонических составляющих в кривой напряжения применяются фильтрокомпенсирующие устройства при использовании на ветростанциях асинхронных генераторов или преобразователей частоты. В составе тока синхронного генератора высшие гармонические составляющие практически отсутствуют. Вместе с тем в случае использования синхронных генераторов следует учитывать возможность возникновения качаний напряжения в прилегающей сети. Эти качания могут быть сглажены путем применения автоматических регуляторов возбуждения сильного действия.

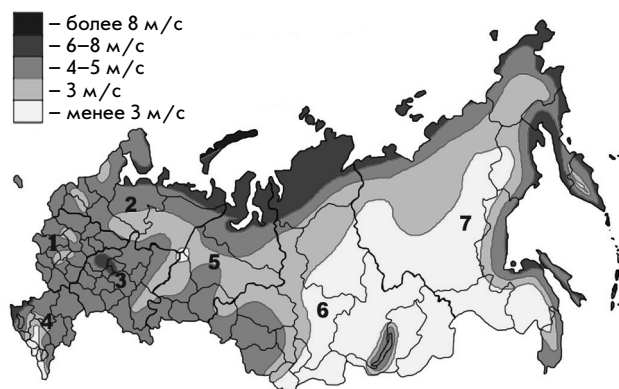
Эксплуатация ветроэлектростанций в составе энергосистемы производится, как правило, без применения дорогостоящих аккумулирующих и резервирующих устройств. Однако в связи с высокими темпами развития ветроэнергетики и увеличением ее доли в общей мощности энергосистем важнейшее значение приобретает проблема аккумулирования электроэнергии [4]. Способы решения индивидуальны для конкретных ветроэлектростанций и зависят от соотношения мощностей типа установки, категории потребителей электроэнергии в данном районе электроснабжения, изменений скорости ветра, характерных для данной местности и т. д. [5–7]. Из опыта Дании, достигшей наибольших успехов в использова-

нии энергии ветра (20 % электроэнергии, потребляемой страной), следует, что проблема регулирования тока и напряжения является основной [4, 8].

Без учета горячего резерва суммарная мощность ветроэлектростанций в системе без заметного нарушения режима работы может составлять лишь 1–2 % от всей установленной мощности, что сопоставимо с естественными постоянными колебаниями баланса мощности [8, 9] (хотя возможны их наложения с усилением амплитуды колебаний). Таким образом, для крупных энергосистем более 500 ГВт эта величина может составлять тысячи мегаватт, что вполне достаточно на современном этапе развития ветроэнергетики. Однако массовое внедрение ухудшает динамическую устойчивость энергосистемы: на изменение спроса на электроэнергию накладываются стохастические колебания генерируемой мощности из-за изменения скорости ветра. Эти факторы требуют существенного изменения регулирования мощности ветростанций, особенно крупных морских групп.

Существует также проблема, связанная с автоматическим повторным включением линий, связывающих ветроустановку с энергосистемой [10, 11]. Отработанная технология, разрешающая такие задачи, в нашей стране отсутствует. Так, например, эксперимент, проведенный на базе отечественных установок АВЭ-250 и ВТО-1250Б, показал нецелесообразность их применения по критериям устойчивости работы и качества электроэнергии в сети, что обуславливает необходимость разработки ветроэлектростанций нового типа [12].

Распределение среднегодовых скоростей ветра по территории России на высоте флюгера показано на рис. 1 [13]. Средняя скорость ветра имеет наибольшие значения на побережьях (более 8 м/с); в континентальных областях она не превышает 5 м/с. Средние скорости ветра (4–6 м/с) наблюдаются в некоторых горных районах и побережьях крупных озер (Ладожского, Байкала), в долинах крупных сибирских рек. Отдельные территории Европейской части страны, Сибири и Дальнего Востока также примыкают к зонам наибольших скоростей ветра.



**Рис. 1. Распределение среднегодовых скоростей ветра. Федеральные округа РФ:**  
 1 – Центральный, 2 – Северо-Западный, 3 – Приволжский,  
 4 – Южный, 5 – Уральский, 6 – Сибирский,  
 7 – Дальневосточный

Сравнительный анализ показывает, что энергосистемы, в которых имеется значительный потенциал использования ветроэнергетики в нашей стране, невелики и зачастую базируются на одной или нескольких небольших дизельных электростанциях. В таких системах качество электроэнергии, как правило, само по себе невысокое, и они не обладают способностью демпфировать дополнительные колебания мощности, что предъявляет высокие требования к генерирующим источникам, включая стабильность выдаваемой мощности и качество электроэнергии. Подключение к ним даже небольших ветростанций требует либо наличия параллельного введения высокоманевренных дублирующих мощностей – дизельных или газотурбинных установок, поскольку ГЭС в данных районах практически нет, а также, как правило, отсутствует аккумулярование энергии.

Технология использования энергии ветра ориентирована главным образом на электроэнергетические системы, а в теплоснабжении она до сих пор не рассматривалась. Вместе с тем эта технология не менее актуальна и для систем теплоснабжения, которые являются крупнейшими потребителями топлива. Следует также отметить, что сезонные колебания интенсивности ветра, как правило, происходят в одной фазе с колебаниями теплопотребления: наиболее сильные и постоянные ветры наблюдаются в холодное время года, при этом сильный ветер в сочетании с низкой температурой вызывает повышенную потребность в тепле [14].

### Технологические схемы совместной работы ТЭЦ и ВЭС

Перспективным направлением развития энергоснабжения представляется создание интегрированных систем на базе двух типов энергоисточников – ТЭЦ и ВЭС, обеспечивающих эффективное и надежное энергоснабжение на базе традиционных и возобновляемых ресурсов. В отличие от традиционной схемы, в таком объединенном энергокомплексе предлагается не включать ветростанции непосредственно в сеть электроэнергетической системы, а использовать вырабатываемую ими электроэнергию для прямого замещения топлива в циклах теплосиловых установок ТЭЦ. Данный подход предложен авторским коллективом в рамках патента на изобретение [15]. Кроме того, в предлагаемой комбинированной технологии также может быть применен опыт разработки солнечно-топливной газотурбинной установки [16, 17].

Принципиальная схема энергоснабжающего комплекса, реализующего комбинированную технологию генерации на базе паротурбинной ТЭЦ и ветростанции, представлена на рис. 2. Отличительной особенностью данной схемы является то, что дополнительный перегрев пара после пароперегревателя парового котла 5 осуществляется с помощью теплоэлектрического нагревателя 6, питаемого от генератора ветроуста-

новки 2. После него перегретый пар последующим расширением выполняет механическую работу в паровой турбине 7, приводя в движение генератор 8 и вырабатывая электроэнергию. Отпуск тепловой энергии потребителям 17 осуществляется через сетевой подогреватель 11. Циркуляция теплоносителя в сети осуществляется сетевыми насосами 16 от ТЭЦ и котельной. При расчетной скорости ветра мощность ветроустановки достаточна для того, чтобы ТЭН 6 обеспечивал перегрев пара до требуемой температуры. При этом ТЭН 6 располагается в базовой части потребления мощности ветростанции, а избыточная электрическая мощность направляется на питание ТЭН 13, работающего в составе котельной для догрева теплоносителя после котла 12. При недостаточной силе ветра, когда развиваемая мощность ветроустановки становится меньше мощности, необходимой для перегрева пара в ТЭН 6, с помощью переключателя 8 производится его переход на питание от резервного источника электроэнергии 18 или непосредственно от электрических сетей. Этим обеспечивается стабильный режим работы как ТЭН 6, так и ПТУ-ТЭЦ в целом, и достигаются максимальные их эффективность, надежность и долговечность.

В качестве резервного источника электроэнергии могут использоваться как аккумуляторы электр

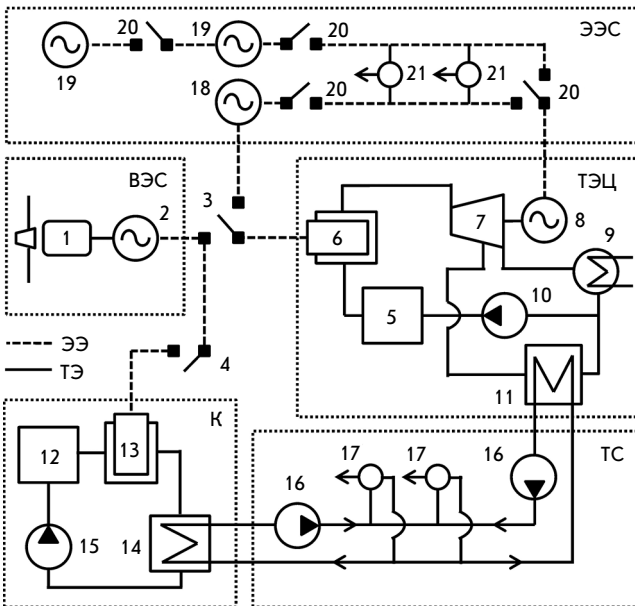


Рис. 2. Принципиальная схема энергоснабжения на базе ПТУ-ТЭЦ и ВЭС:

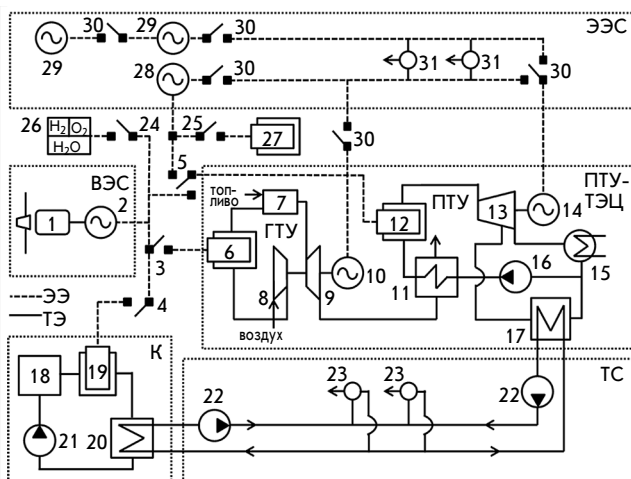
- ЭЭ – электроэнергия; ТЭ – тепловая энергия;
- 1 – ветротурбина; 2 – генератор ВЭС;
- 3 – переключатель ТЭН ПТУ; 4 – переключатель ТЭН котельной; 5 – паровой котел ПТУ; 6 – ТЭН ПТУ;
- 7 – паровая турбина; 8 – генератор ПТУ;
- 9 – конденсатор ПТУ; 10 – питательный насос ПТУ;
- 11 – сетевой подогреватель ПТУ; 12 – котел котельной;
- 13 – ТЭН котельной; 14 – сетевой подогреватель котельной; 15 – питательный насос котельной;
- 16 – сетевые насосы; 17 – потребители тепла;
- 18 – резервный источник электроэнергии;
- 19 – прочие источники электроэнергии;
- 20 – переключатели/выключатели электрической сети;
- 21 – потребители электроэнергии

троэнергии в виде аккумуляторных и конденсаторных батарей, маховичных, гидроаккумулирующих, пневматических аккумуляторов, топливных элементов на аккумулированном водороде и других возможных аккумуляторов электроэнергии, так и энергоустановки на органическом топливе – двигатели внутреннего сгорания, дизельные, газотурбинные, парогазовые установки, топливные элементы на природном газе, жидком топливе и прочие. Для сглаживания резких колебаний мощности энергоисточника на входе ТЭН могут устанавливаться аккумуляторы небольшой мощности емкостного или индуктивного типа.

Для достижения максимальной надежности электроснабжения ТЭН 6, а следовательно, и работы всей ПТУ-ТЭЦ, его переключение на питание от резервного источника 18 осуществляется с упреждением, которое рассчитывается на основе ретроспективного анализа режимов работы и графиков колебаний мощности ветроустановки и метеорологических прогнозов. Например, такое переключение может осуществляться при достижении некоторого критического уровня мощности, превышающего требуемую нагрузку ТЭН 6 не более чем на 5–10 %. Это необходимо, чтобы исключить резкий провал мощности ниже требуемого для электроснабжения ТЭН в связи с нестабильностью силы ветра. Предусматривается и обратный процесс переключения ТЭН 6 на питание от ветроустановки, когда ее мощность станет выше на 10 %, чем мощность ТЭН 6.

На рис. 3 показана схема энергоснабжающего комплекса, реализующего описываемую интегрированную технологию.

Как и на схеме на рис. 2, в случае недостаточной мощности ВЭС питание ТЭН 12 ПТУ осуществляется от резервного источника 28. При этом в данной схеме предусматривается предварительный запуск и подготовка к работе резервного источника электроэнергии 28, для чего перед его переключением на питание ТЭН 12 ПТУ он с помощью переключателя 25 включается на балластную нагрузку 27. И только когда резервный источник питания наберет номинальную мощность и выйдет на стационарный режим, с помощью переключателя 5 он переходит с балластной нагрузки на питание ТЭН 12. Это позволяет исключить влияние инерционности резервного источника на обеспечение ТЭН 12 требуемым количеством электроэнергии. Балластная нагрузка может быть выполнена в виде ТЭН, нагревающего воду в тепловой сети или источника тепловой энергии для технологических нужд промышленного предприятия. Избыточная электрическая мощность направляется на питание ТЭН 6, подогревающего воздух перед камерой сгорания топлива 7 ГТУ, уменьшая расход топлива в ней. Возможен вариант использования избыточной мощности ВЭС для получения водорода в электролизере 26 для аккумулирования и последующего использования по мере необходимости в КС 7 или в резервном источнике 28, поэтому предлагаемая схема может рассматриваться как промежуточный этап плавного перехода к водородной энергетике.



**Рис. 3. Принципиальная схема энергоснабжающего комплекса на базе ПГУ-ТЭЦ и ВЭС:**

- ЭЭ – электроэнергия; ТЭ – тепловая энергия;**
- 1 – ветротурбина; 2 – генератор ВЭС; 3 – переключатель ТЭН ГТУ; 4 – переключатель ТЭН котельной;**
- 5 – переключатель ТЭН ПТУ; 6 – ТЭН ГТУ; 7 – камера сгорания (КС) ГТУ; 8 – компрессор ГТУ; 9 – газовая турбина; 10 – генератор ГТУ; 11 – котел-утилизатор;**
- 12 – ТЭН ПТУ; 13 – паровая турбина; 14 – генератор ПТУ; 15 – конденсатор ПТУ; 16 – питательный насос ПТУ;**
- 17 – сетевой подогреватель ПТУ; 18 – котел котельной; 19 – ТЭН котельной; 20 – сетевой подогреватель котельной; 21 – питательный насос котельной;**
- 22 – сетевые насосы; 23 – потребители тепла;**
- 24 – переключатель электролизера; 25 – переключатель балластной нагрузки; 26 – электролизер; 27 – балластная нагрузка; 28 – резервный источник электроэнергии;**
- 29 – прочие источники электроэнергии;**
- 30 – переключатели/выключатели электрической сети; 31 – потребители электроэнергии**

**Укрупненный анализ эффективности и преимущества предлагаемых технологий**

Укрупненная технико-экономическая оценка применения ветроэлектростанции мощностью 500 кВт для прямого замещения топлива в цикле ПГУ-ТЭЦ в прибрежных районах северо-запада России приведена в табл. 1. При существующих экономических показателях использование ветростанций является экономически целесообразным. Вместе с тем в суровых климатических условиях к оборудованию предъявляются особые требования, поэтому может быть некоторое удорожание ветроустановок за счет «северного» исполнения с использованием специальных материалов для обеспечения надежной работы при низких температурах. Возможна даже разработка специальной конструкции для снижения динамических нагрузок на элементы установок и влияния хладноломкости материалов на надежность работы.

Отдельные показатели эффективности при различных уровнях среднегодовой скорости ветра для ветроустановки мощностью 500 кВт представлены в табл. 2 и на рис. 4.

Основными эффектами, получаемыми при реализации данной интегрированной технологии, являются экономия топлива и снижение выбросов CO<sub>2</sub>. Предложенные интегрированные схемы ТЭЦ+ВЭС обладают и множеством других преимуществ. Энергосистема гарантированно получает электроэнергию высокого качества от генераторов ПТУ-ТЭЦ или ПГУ-ТЭЦ независимо от изменения силы ветра. Отсутствует необходимость в наличии параллельной дополнительной мощности, покрывающей базовые нагрузки. Применение ветроустановок для целей

Таблица 1

**Технико-экономическая оценка эффективности применения ВЭС в цикле ПГУ-ТЭЦ**

Показатель, ед. изм.	Значение
Мощность ВЭС, кВт	500
Гарантийный срок службы, лет	25
Стоимость оборудования, тыс. \$	495
Стоимость строительно-монтажных работ, тыс. \$	140
Дополнительные расходы (ТЭН, ЛЭП и др.), %	10
Коэффициент использования установленной мощности, %	45
Объем экономии дизельного топлива, т/год	467,5
Стоимость дизельного топлива, тыс. \$/т	0,4
Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , т/год	1496*
Стоимость сэкономленного топлива, тыс. \$/год	187
Издержки на амортизацию, тыс. \$/год	71,7
Эксплуатационные издержки, тыс. \$/год	2,0
Прирост балансовой прибыли, тыс. \$/год	113,5
Прирост чистой прибыли, тыс. \$/год	73,8
Простая норма прибыли, %	103
Простой срок окупаемости, лет	4,8

\*Рассчитано на основе показателя Specific CO<sub>2</sub> Emissions, kgCO<sub>2</sub>/kg<sub>fuel</sub>, для дизельного топлива [18].

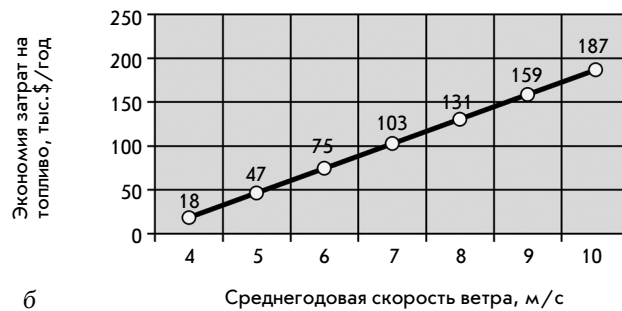
Таблица 2

**Показатели эффективности энергокомплекса при различных уровнях среднегодовой скорости ветра для ветроустановки мощностью 500 кВт**

Показатель	Среднегодовая скорость ветра, м/с						
	4	5	6	7	8	9	10
Экономия дизельного топлива, т/год	47	117	187	257	327	397	468
Экономия затрат на топливо, тыс. \$/год	18	47	75	103	131	159	187
Срок окупаемости, лет	16,9	14,9	12,8	10,8	8,8	6,8	4,8
Снижение выбросов CO <sub>2</sub> , т/год	164	388	613	837	1062	1286	1510



а



б



в



г

**Рис. 4. Эффекты, достигаемые с использованием технологии совместной работы ТЭЦ и ВЭС при различных уровнях среднегодовой скорости ветра для ветроустановки мощностью 500 кВт:**

- а — экономия топлива;
- б — экономия затрат на топливо;
- в — срок окупаемости технологии;
- г — снижение выбросов CO<sub>2</sub>

теплоснабжения позволяет компенсировать повышенные теплотери при сильном ветре, обеспечивая в наиболее ветреные периоды пиковое производство энергии на нужды отопления. Появляется возможность осуществления производства энергии на одной или нескольких ПГУ-ТЭЦ посредством локальной электрической сети с постепенным наращиванием ветро мощностей и потребителей нестабилизированной электроэнергии. Энергия ветра может использоваться на установках комбинированной выработки тепла и электроэнергии высокого качества и широкого диапазона мощности, в том числе и на малых ТЭЦ, при этом снимаются многие технологические ограничения на использование ВЭС [19]. Развитие ветроэнергетики становится независимым от технических требований энергосистемы, владельцы ветроустановок и операторы энергосетей не имеют непосредственных точек соприкосновения, а коммерческая эффективность ВЭС будет в минимальной степени зависеть от системных ограничений, тарифов и режимов функционирования сети. Реализация предлагаемых технологических схем позволяет в явном виде оценить реальный энергетический и экономический эффект от использования ветро мощностей. При непосредственном подключении ВЭС к централизованной электрической сети, что чаще всего и реализуется на практике, их влияние на экономичность энергосистемы трудно поддается оценке, поскольку в этом случае оценка эффективности осуществляется на уровне системы в целом.

Помимо перечисленных технических и энергетических эффектов может быть существенно снижена стоимость самой ветроустановки благодаря переходу на переменную частоту вращения ветроколес (без применения инверторов), что обеспечивает повышение коэффициента использования энергии ветра на 20–35 % с соответствующим снижением удельной стоимости, расширение рабочего диапазона скоростей ветра, снижение механического напряжения на лопасти и вал. Можно максимально упростить электрическую схему, систему управления и конструкцию ВЭС, поскольку генераторы работают на активную нагрузку. Соответственно, снижается стоимость и повышается надежность функционирования ВЭС, что особенно важно применительно к отдаленным районам с суровыми климатическими условиями и отсутствием квалифицированных специалистов, способных выполнять сложные технические работы. Уменьшит стоимость и переход от горизонтально-осевых ветроустановок к менее дорогим и

более надежным вертикально-осевым, которые отличаются повышенной неравномерностью крутящего момента, вследствие чего их прямое подключение к энергосистеме затруднено.

Предлагаемые интегрированные схемы энергоснабжения на базе ТЭЦ и ВЭС позволяют объединить достижения традиционной (паротурбинной, парогазовой) и возобновляемой энергетики, а не противопоставлять их друг другу, как это обычно осуществляется на практике, когда ВЭС приходится конкурировать с экономичными по топливу ПГУ-ТЭЦ. Применение интегрированных систем типа ПГУ+ВЭС снимает вопрос конкуренции данных технологий, а синергетический эффект при их объединении только возрастает. Замещение, например, 50 % топлива, используемого на ПГУ-ТЭЦ, нестабилизированной электроэнергией ветроустановки энергетически выгоднее, чем двукратное увеличение КПД ГТУ в составе ПГУ-ТЭЦ, поскольку при одном и том же расходе топлива тепловая и электрическая мощность ПГУ+ВЭС будет выше.

Высококачественное топливо при существующей его стоимости у европейских потребителей на уровне 9–15 \$/ГДж может вытесняться электроэнергией ВЭС стоимостью 3–5 центов/кВт·ч. Экономическая эффективность использования энергии ветра по схеме ПГУ+ВЭС достижима уже в настоящее время и будет возрастать с расширением зоны эффективности по мере удорожания топлива, а также совершенствования технологии ВЭС и увеличения масштабов их использования.

Ввиду значительных потенциальных возможностей перспективного развития ветроэнергетики ветроустановки будут вынуждать высокоэкономичные

базисные ТЭЦ переходить на работу в маневренном режиме с соответствующим снижением их топливной экономичности, поскольку любое аккумулятивное электроэnergии приведет к увеличению затрат. В связи с этим предлагаемая технология ТЭЦ+ВЭС представляет реальную альтернативу существующим схемам энергоснабжения [20], а ее реализация значительно расширит сферу применения ВЭС, повысит конкурентоспособность и будет способствовать сокращению инвестиций и операционных затрат.

Данная технология может быть встроена в любую структуру генерирующей мощности. Наиболее перспективным направлением является применение предлагаемых схем в автономных системах энергоснабжения. Привлекательность энергокомплексов типа ТЭЦ+ВЭС возрастает в связи с наметившейся тенденцией расширения использования распределенных источников энергии на базе небольших ТЭЦ, а также с неизбежностью перехода мировой энергетики на возобновляемые источники [21]. За счет внедрения технологии ТЭЦ+ВЭС повышается надежность и безопасность энергоснабжения отдаленных районов вследствие обеспечения гарантированного минимума энергоснабжения населения даже при возможных недопоставках топлива. Для крупных ТЭЦ предлагаемая технология является не менее перспективной при обоснованном оптимальном соотношении мощностей ТЭЦ и ВЭС с учетом режимов отпуска электрической и тепловой энергии. Реализация и развитие предлагаемой технологии позволит также расширить бизнес для производителей паротурбинного и газотурбинного оборудования, в том числе при переходе к водородной энергетике.

## Литература

1. Global wind statistics 2015. Global Wind Energy Council. Available at: [www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015\\_LR.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR.pdf) (accessed February 14, 2017).
2. Ванзетта Й. Вопросы перехода энергосистемы от традиционной к системам распределенной генерации и/или электростанциям на ВИЭ // Энергетика за рубежом. – 2016. – № 1. – С. 2–14.
3. Меден Н. К. Интеграция возобновляемой энергетики. Опыт Германии // Энергия: экономика, техника, экология. – 2004. – № 4. – С. 2–8.
4. Концепция использования возобновляемых источников энергии в новых землях Германии // Энергетика. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – 1991. – № 8.
5. Присоединение ВЭС к энергосистеме (Дания) // Энергетика. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – 1991. – № 8.
6. Параллельная работа ветроэлектростанций с энергосистемой // Энергетика. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – 1984. – № 10.
7. Slootweg J. G., Kling W. L. Is the answer blowing in the wind? IEEE Power & Energy, Nov./Dec. 2003, vol. 1, no. 6, pp. 26–33. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2003.1243960>.
8. Легкий В. А. Оценка технико-экономических показателей ветроэнергетических установок в энергосистемах СССР // Энергетика и электрификация. – 1985. – № 4. – С. 16–18.
9. Эксплуатация в условиях расширения парка ветроэлектрических установок // Энергетика. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – 2003. – № 11.
10. Шакарян Ю. Г., Пиковский А. В. Электрооборудование для мощных ветроэнергетических установок // Энергетическое строительство. – 1991. – № 3. – С. 46–48.
11. Ильиных И. И., Лозе А. Б. Восточно-Крымская и Дагестанская опытно-промышленные ветроэлектростанции // Энергетическое строительство. – 1991. – № 3. – С. 55–62.

12. Разработка рекомендаций для проектирования электрической схемы Алакольской ВЭС / НИИ по передаче электроэнергии постоянным током (НИИ ПТ): Отчет / Рук. Д. Е. Кадомский // Сборник рефератов НИР и ОКР. – Серия 20. Энергетика. – 1992. – С. 8–9.
13. Атлас солнечного и ветрового климатов России / Ред. М. М. Борисенко, В. В. Стадник. – СПб.: Главная геофизическая обсерватория, 1997. – 173 с.
14. Панин А. П. Отопительный баланс районов Севера. – Л.: Наука, 1983. – 200 с.
15. Жарков С. В., Кейко А. В., Постников И. В., Пеньковский А. В. Способ работы паротурбинной установки. Патент РФ № 2557049, зарегистрирован 20.07.2015, патентообладатель: Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН.
16. Heller P., Pfander M., Denk T., Tellez F., Valverde A., Fernandez J., Ring A. Test and evaluation of a solar gas turbine system. *Solar Energy*, 2016, 80 (10), pp. 1225–1230. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2005.04.020>.
17. Buck R., Schwarzbuzl P. Solarized gas turbine power systems. *Gas Turbo Technology*, 2009, 2, pp. 17–21.
18. Demirel Y. *Energy: Production, Conversion, Storage, Conservation, and Coupling*, 2nd edn. University of Nebraska–Lincoln, NE, 2016. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-29650-0>.
19. Hirth L. The optimal share of variable renewables: How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment. *The Energy Journal*, 2015, 36 (1), pp. 149–184. <https://doi.org/10.5547/01956574.36.1.6>.
20. Yuan Zhao, Li-Sha Hao, Yu-Ping Wang. Development strategies for wind power industry in Jiangsu Province, China: Based on the evaluation of resource capacity. *Energy Policy*, 2009, no. 37, pp. 1736–1744. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.12.038>.
21. Лю Чженья. Глобальное энергетическое объединение / Пер. с китайского, науч. ред. перевода Ю. В. Шаров, П. Ю. Коваленко, К. А. Осинцев. – М.: МЭИ, 2016. – 252 с.

#### Combined power generation by thermal and wind power plants

**S. V. Zharkov,**

*Melentiev Energy Systems Institute,  
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD, senior researcher*

**V. A. Stennikov,**

*Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,  
Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Science, professor*

**I. V. Postnikov,**

*Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, PhD, senior researcher*

**A. V. Penkovsky,**

*Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, lecturer*

*We suggest a new technology that will link a traditional fossil-fuel thermal power plant with wind power. It is a step toward integrating renewable sources into the power grid avoiding competition between traditional and renewable generation. The described technology also provides efficient way to achieve appropriate power quality and an emergency/standby system. We estimated environmental, power, and financial bargaining effects the implemented technology can give. One of its most significant advantages is its adaptability to small local and larger citywide power grids.*

**Keywords:** *wind energy, wind farm, thermal power plant, power quality, integrated energy supply system.*