

СОВРЕМЕННЫЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ В СОСТАВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

АВТОРЫ:

БЕЛЕЙ В. Ф.,
Д.Т.Н.
ФГБОУ ВПО
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

НИКИШИН А. Ю.,
К.Т.Н.
ФГБОУ ВПО
«КАЛИНИНГРАДСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

По данным Всемирной ассоциации ветроэнергетики, суммарная мощность ВЭУ в России составляет 16,8 МВт, из которых 5,1 МВт установлено в Калининградской области. По этому показателю наша страна находится на 66-м месте в мире и существенно отстает не только от развитых, но и от большого числа развивающихся стран.

Следует отметить, что в конце 50-х гг. прошлого века в СССР установленная мощность ВЭУ составляла более 100 МВт. Однако ветропотенциал России огромен: ресурс ветровой энергии, технически возможный к использованию (технический ресурс), оценивается от 16 500 млрд кВт•ч/год до 52 181 млрд кВт•ч/год.

*Статья написана по материалам доклада, представленного Никишиным А.Ю. на конференции молодых ученых «Энергия единой сети» (22 июня 2013, г. Санкт-Петербург). Конкурсной комиссией доклад был отмечен премией по тематике «Присоединение альтернативных источников энергии в электроэнергетической системе».



Ветроэнергетика является одной из самых быстроразвивающихся отраслей в мире

ТИПЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ СОВРЕМЕННЫХ ВЭУ

Современные ВЭУ конструктивно можно разделить на две группы: с горизонтальной осью вращения и с вертикальной осью вращения. Первые получили в мире повсеместное распространение. В настоящее время в РФ выпускаются ВЭУ лишь малой мощности. В РФ принята ориентация на использование ВЭУ не самого современного модельного ряда установок, производимых зарубежными фирмами [2, 6].

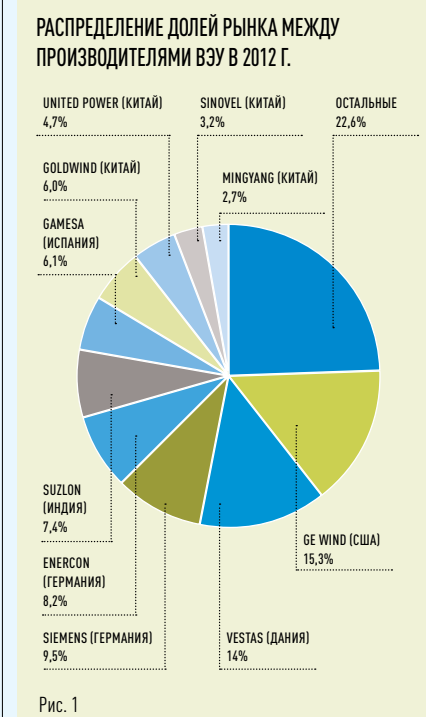
С середины 80-х гг. прошлого века по настоящее время в мире сменилось примерно восемь поколений ВЭУ с горизонтальной осью вращения. Каждое из последующих поколений отличалось от предыдущих: большей единичной установленной мощностью, от 20–30 до 7500 кВт; степенью автоматизации; решением технических и экологических проблем; более высокой производительностью и более низкой себестоимостью выработанной электроэнергии. В настоящее время ведущие фирмы-производители используют либо асинхронные (Vestas, Gamesa и другие), либо синхронные (Enercon) машины [11].

В ВЭУ первых поколений, производимых фирмой Vestas, использовалась асинхронная машина, с короткозамкнутым ротором и конденсаторами для компенсации реактивной мощности, потребляемой генератором на холостом ходу (рис. 2 а). Подобный метод порождал определенные проблемы в обеспечении нужного уровня напряжения в питающей сети.

С ростом мощностей ВЭУ возросло их воздействие на электрическую сеть [12]. В составе современных ветроэлектростанций (ВЭС) преимущественно используются ВЭУ двух типов: на основе асинхронных генераторов двойного питания (рис. 2 б) или безредукторные ВЭУ на основе синхронного генератора (рис. 2 в), в которых решены проблемы плавного пуска, потребления и выдачи реактивной мощности, стабилизации напряжения.

Оба типа ВЭУ обладают своими преимуществами и недостатками. Так, стартовая скорость ВЭУ на основе синхронного генератора несколько ниже (из-за отсутствия редуктора), чем на основе асинхронного. Эта особенность позволяет несколько увеличить выработку электроэнергии. Благодаря использованию преобразователя с мощностью, равной номинальной мощности ВЭУ, возможно регулирование реактивной мощности в более широких пределах, чем при использовании АГ с двойным питанием [13].

Что касается использования АГ с двойным питанием, то благодаря применению полупроводникового преобразователя меньшей мощности (около 30% от мощности генератора) существенно снижаются стоимость таких ВЭУ и потери электроэнергии. Благодаря этому при достаточно высоких средних скоростях ветра (более 7,5 м/с) ВЭУ на основе асинхронных генераторов двойного питания чуть более эффективны [13, 14]. В настоящее время развитие ВЭУ идет по пути оптимизации существующих разработок, использования новых профилей лопастей и материалов. Вводится понятие специализации конкретных ВЭУ. Так, выпускаемая фирмой Vestas ВЭУ марки V100 предназначена для установки в местах с низкой среднегодовой скоростью ветра. Весьма перспективна концепция ВЭУ на основе синхронного генератора с постоянными магнитами, обладающей более простой конструкцией и широким диапазоном скоростей ветроколеса (рис. 2 г).



Реализацию этой концепции, названной Windformer, предлагает фирма ABB. Электрическая схема такой ВЭУ аналогична показанной на рис. 2 в. Отличие заключается в следующем: используется высоковольтный генератор напряжением более 20 кВ; несколько ВЭУ объединяются в группу (кластер) и по кабелям постоянного тока передают энергию к общему инвертеру, подключенному к сети переменного тока. В этих ВЭУ отсутствуют редуктор и трансформатор. Все это уменьшает размеры гондолы, повышает надежность ВЭУ и снижает уровень шума.

Анализ рынка ВЭУ по состоянию на конец 2012 г. показывает, что большая часть современных ВЭУ (от производителей из первой десятки) представляет собой ВЭУ на базе асинхронных машин различных типов. Лидер по производству ВЭУ на базе синхронных генераторов – немецкая компания Enercon. Компания Siemens и ряд других производителей также имеют в своем активе по одной-двум

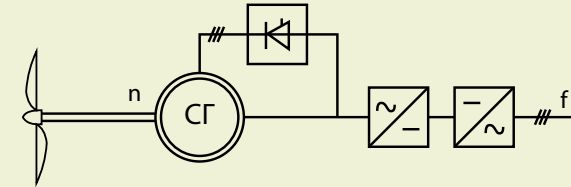
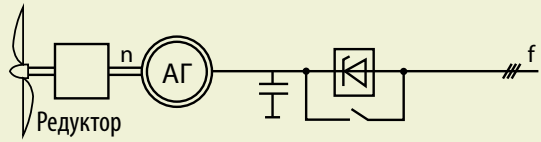
НЕКОТОРЫЕ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ВЭУ

Система преобразования с асинхронным генератором (АГ)

Системы преобразования с синхронным генератором (СГ) и вставкой постоянного тока

а) АГ с короткозамкнутым ротором

в) СГ с традиционной системой возбуждения



$$n = 60 \cdot (1+s) \cdot f/p$$

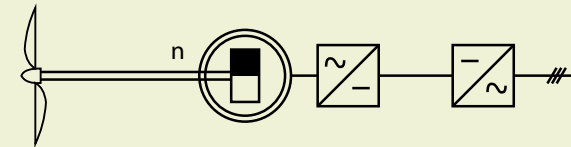
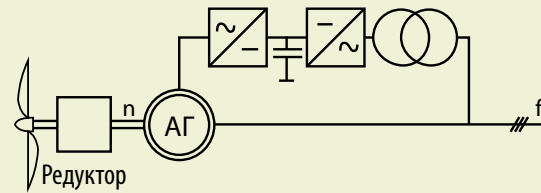
Реактивная мощность потребляется

$$n \approx 60 \cdot (0,8-1,2) \cdot f/p$$

Реактивная мощность регулируется

б) АГ с двойным питанием

г) СГ с постоянными магнитами



$$n \approx 60 \cdot (0,8-1,2) \cdot f/p$$

Реактивная мощность регулируется

$$n \approx 60 \cdot (0,6-1,2) \cdot f/p$$

Реактивная мощность регулируется

Рис. 2

моделям ВЭУ на базе СГ. Однако считается, что такие ВЭУ пока еще не доказали свою более высокую экономическую эффективность, чем ВЭУ на базе АГ. В частности, лидер рынка американская компания GE Wind заявила, что после десяти лет работы в направлении производства ВЭУ на базе СГ с постоянными магнитами они намерены вернуться к выпуску ВЭУ на базе АГ двойного питания [14].

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЭУ НА БАЗЕ АСИНХРОННЫХ МАШИН ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ И СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ТАКИХ ВЭУ В СОСТАВЕ ЭЭС

Постоянно растет (и становится измеримой с мощностью энерго-

системы) мощность как отдельных ВЭУ (от 4,5 МВт и до 7,5 МВт), так и ветроэлектростанций (ВЭС) на их основе (крупнейшая – 1320 МВт, США) [15]. Поэтому при решении вопросов, связанных с проектированием новых ВЭС, наряду с такими факторами, как оценка ветропотенциала и выполнение экологических требований, необходимо проводить оценку возможности подключения и совместной работы ВЭУ и ВЭС в составе ЭЭС. Согласно [12, 16] работа ВЭУ и ВЭС в электрических сетях оказывает влияние на:

- качество электрической энергии (нормы и условия);
- загрузку оборудования сети (технические ограничения);

- загрузку при КЗ;
- баланс мощности и энергии.

Так как при включении ВЭУ и ВЭС на параллельную работу с сетью могут быть превышены ее технические возможности, то на стадии предпроектных работ необходимо провести оценку возможности подключения и дальнейшей работы ВЭУ и ВЭС в составе ЭЭС в статических и динамических режимах. В странах Европы и Северной Америки разработаны нормативные документы, регламентирующие проведение такой оценки. В соответствии с этими нормативами оценка должна основываться на:

- соотношении $S_{ВЭУ}$ и $S_{КЗ}$ ($S_{ВЭУ}/S_{КЗ} \geq 0,02$);



НАПРЯЖЕНИЕ И ТИПЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Тип сети	U_n , кВ	Тип ветроэнергетических установок	Предельные мощности, МВт
Низкое напряжение	Менее 1	ВЭУ малой и средней мощности	До 0,3
Среднее напряжение	От 1 до 35	ВЭУ средней и большой мощности, ветропарки	2–5
Непосредственное подключение к шинам среднего напряжения		От средних до больших ВЭС (ветропарков)	Ветропарки и ВЭС
Высокое напряжение	Более 35	Ветропарки и ВЭС	До 100
Сверхвысокое напряжение	Более 220	ВЭС большой мощности	Более 500

Таблица 1

- комплексном расчете перетоков мощности;
- изменениях напряжения при коммутациях;
- расчете токов короткого замыкания;
- оценке уровней дозы фликера и высших гармоник.

GmbH [17], касающиеся предельных мощностей ВЭУ и ветропарков, подключаемых к сетям различного напряжения (U). Предельно допустимая мощность ВЭУ и ветропарков определяется мощностью короткого замыкания сетей, к которым они подключаются (таблица 1) [18].

$$S_{КЗ} = U^2/Z_{КЗ}, \quad (1)$$

Разработаны стандартные методы, позволяющие проводить оценку статических режимов совместной работы ВЭУ в составе ЭЭС, например расчет перетоков мощности.

где U – номинальное напряжение сети; $Z_{КЗ}$ – эквивалентное сопротивление от точки в энергосистеме, к которой подключена ВЭУ, до той точки в энергосистеме, где мощность источника является бесконечно большой по отношению к мощности ВЭУ.

В РФ подобного рода нормативные документы пока отсутствуют, и при их разработке, на наш взгляд, следует взять за основу международные стандарты.

Однако соблюсти все требования нормативных документов (особенно в отношении выполнения требований стандартов качества выработанной электроэнергии в выбранном месте подключения) удается не всегда. Это связано, как правило, с удаленностью точки подключения от мощных системообразующих подстанций электрической сети. В таком случае оценка возможности подключения ВЭУ

Представляют практический интерес рекомендации специалистов Deutsches Windenergie-Institut

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА УПРОЩЕННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭЭС, ИМЕЮЩЕЙ В СВОЕМ СОСТАВЕ ВЭУ

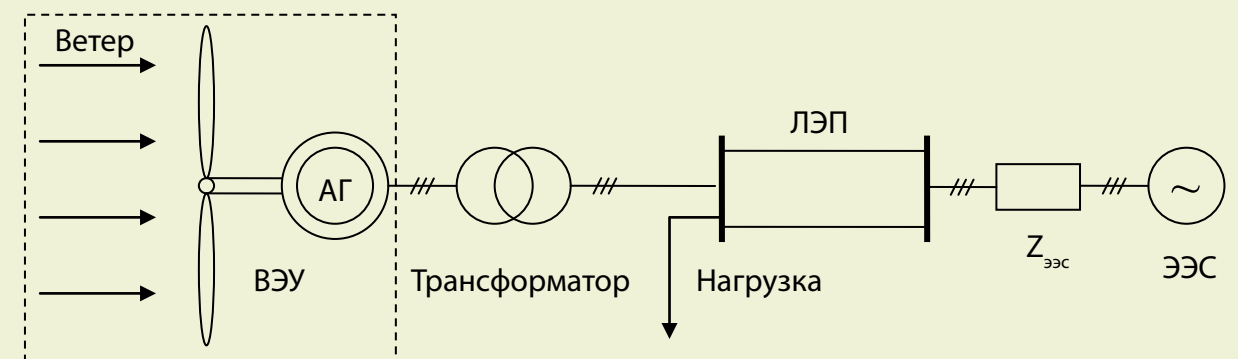


Рис. 3

БЛОК-СХЕМА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

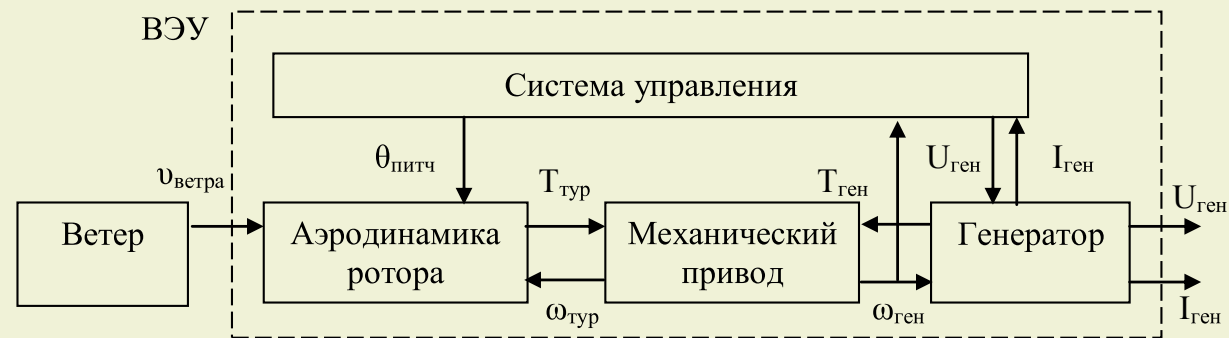


Рис. 4

и ВЭС к сети проводится с помощью математических моделей [19, 20]. Для ряда режимов, например коммутационных, оценка не может быть проведена стандартными методами и требует использования соответствующих динамических моделей ВЭУ в составе ЭЭС, разработка которых на сегодня является актуальной научно-технической задачей. Такая модель, как правило, включает в себя математические модели всех ее элементов: ЭЭС, трансформатора, линии электропередачи, потребителя и ВЭУ [рис. 3] [13, 16].

Сама ВЭУ представляет собой комплекс взаимодействующих систем (рис. 4), которые описываются системой уравнений в координатах d-q (см. уравнение 2). Активная и реактивная мощность генератора ВЭУ, а также его электромагнитный момент определяются выражениями 3 и 4.

$$\begin{aligned} v_{ds} &= -r_s \cdot i_{ds} - \omega_s \cdot \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \\ v_{qs} &= -r_s \cdot i_{qs} + \omega_s \cdot \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \\ v_{dr} &= -r_r \cdot i_{dr} - \omega_r \cdot \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \\ v_{qr} &= -r_r \cdot i_{qr} + \omega_r \cdot \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} i_{dc} &= C \cdot \frac{du_d}{dt} - \omega_s \cdot C \cdot u_q \\ i_{qc} &= C \cdot \frac{du_q}{dt} + \omega_s \cdot C \cdot u_d \\ \psi_{ds} &= -(L_s + L_m) \cdot i_{ds} - L_m \cdot i_{dr} \\ \psi_{qs} &= -(L_s + L_m) \cdot i_{qs} - L_m \cdot i_{qr} \\ \psi_{dr} &= -(L_r + L_m) \cdot i_{dr} - L_m \cdot i_{ds} \\ \psi_{qr} &= -(L_r + L_m) \cdot i_{qr} - L_m \cdot i_{qs} \\ M_m &= \frac{0,5}{\omega_r} \cdot c_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot A \cdot v_c^3 \\ M_{gen} - M_m &= J_{eqv} \cdot \frac{d\omega_r}{dt} \end{aligned} \quad (2)$$

где $v_{ds}, v_{qs}, v_{dr}, v_{qr}, i_{ds}, i_{qs}, i_{dr}, i_{qr}, \psi_{ds}, \psi_{qs}, \psi_{dr}, \psi_{qr}$ – напряжения, токи и потокоцепления обмоток статора и ротора по осям d и q; r_s, r_r, L_s, L_r, L_m – активные сопротивления, собственные и взаимная индуктивность обмоток статора и ротора; ω_s, ω_r – угловые скорости вращения электромагнитного поля статора и ротора; M_m – эквивалентный механический момент на валу ротора ВЭУ; M_{gen}, J_{eqv} – электромагнитный момент и эквивалентный момент инерции генератора ВЭУ; C – емкость компенсирующего устройства ВЭУ; c_p – коэффициент производительности ВЭУ;

ρ – плотность воздуха; A – площадь ометаемой поверхности ротора ВЭУ; λ – отношение линейной скорости вращения конца лопасти к скорости ветра; β – угол поворота лопасти ВЭУ.

$$\begin{aligned} P_s &= \left(\frac{L_m}{L_r + L_m} \right) \cdot v_{qs} \cdot i_{qr}; \\ Q_s &= -\omega_s \cdot (L_m \cdot i_{dr} + (L_s + L_m) \cdot i_{ds}) \end{aligned} \quad (3)$$

$$M_{gen} = p \cdot (\psi_{dr} \cdot i_{qs} - \psi_{qr} \cdot i_{ds}) \quad (4)$$

Для адекватного описания пусковых режимов ВЭУ на базе АГ с короткозамкнутым ротором в модель введен упрощенный учет работы пускового устройства ВЭУ в форме ограничения расчетных значений пускового тока на заданном уровне в течение 0,6 с после коммутации ВЭУ выключателем. Для ВЭУ на базе АГ двойного питания необходим дополнительный учет преобразователя частоты ротора, что для упрощения может быть сделано без учета параметров его полупроводниковых элементов и конструкции – только на основе реализуемых в нем алгоритмов управления напряжением в цепи ротора АГ [21, 22]. Уравнения ЛЭП, трансформатора и ЭЭС в системе координат d-q:

ОБЩИЙ ВИД МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВЭУ НА БАЗЕ АСИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В СОСТАВЕ ЭЭС, ВЫПОЛНЕННОЙ В ПАКЕТЕ MATLAB

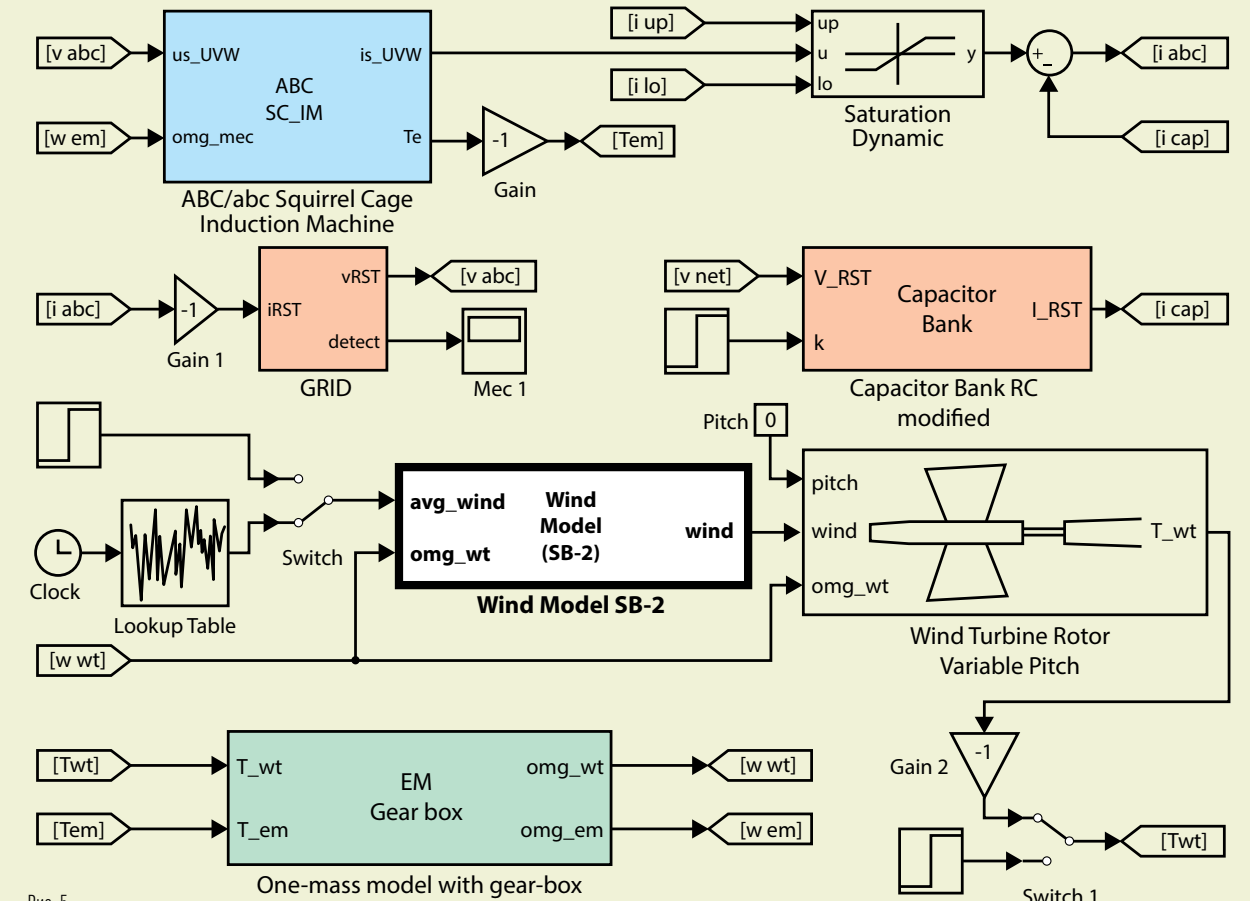


Рис. 5

$$\begin{aligned} v_{dt1} &= r_t \cdot i_{dt} + L_t \cdot \frac{di_{dt}}{dt} - \omega_s \cdot L_t \cdot i_{qt} - k_t \cdot v_{dt2} \\ v_{qt1} &= r_t \cdot i_{qt} + L_t \cdot \frac{di_{qt}}{dt} + \omega_s \cdot L_t \cdot i_{dt} - k_t \cdot v_{qt2} \\ v_{ds1} &= r_s \cdot i_{ds} + L_s \cdot \frac{di_{ds}}{dt} - \omega_s \cdot L_s \cdot i_{qs} - v_{ds2} \\ v_{qs1} &= r_s \cdot i_{qs} + L_s \cdot \frac{di_{qs}}{dt} + \omega_s \cdot L_s \cdot i_{ds} - v_{qs2} \\ \Delta v_{dt} &= v_{dt2} - v_{dt1} = r_a \cdot i_{dt} + L_a \cdot \frac{di_{dt}}{dt} - \omega_s \cdot L_a \cdot i_{qt} \\ \Delta v_{qt} &= v_{qt2} - v_{qt1} = r_a \cdot i_{qt} + L_a \cdot \frac{di_{qt}}{dt} + \omega_s \cdot L_a \cdot i_{dt} \end{aligned} \quad (5)$$

где $r_r, r_s, r_a, L_r, L_s, L_a$ – активное сопротивление и индуктивность схем замещения трансформатора, линии и системы; k_t – коэффициент трансформации.

Решение подобных систем уравнений в явном виде вызывает значительные трудности. Для подготовки модели использовался программный пакет MatLab, который позволяет организовывать модель из блоков элементов и отображать ее структуру в графическом виде (рис. 5).

Для описания ветровой нагрузки, аэродинамики ротора и механического привода ВЭУ использовались блоки приложения Wind Turbine Blockset [21, 22]. Ряд блоков, описывающих, например, работу АГ и его систему компенсации реактивной мощности, был нами доработан. Соз-

даны блок пускового устройства ВЭУ и блок управления, позволяющий выбрать и задать скорость вращения ротора ВЭУ, при которой будет выполнено подключение ВЭУ к сети.

Достоверность разработанных моделей была проверена с помощью экспериментальных исследований режимов работы ВЭУ с асинхронными машинами крупнейшего российского ветропарка, расположенного в прибрежной зоне Балтийского моря Калининградской области (рис. 2). Проверка показала достаточную, с инженерной точностью, сходимость реальных измерений

ЗАВИСИМОСТИ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В ТОЧКЕ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ВЭУ-225 ПРИ ПУСКЕ ОТ ВРЕМЕНИ

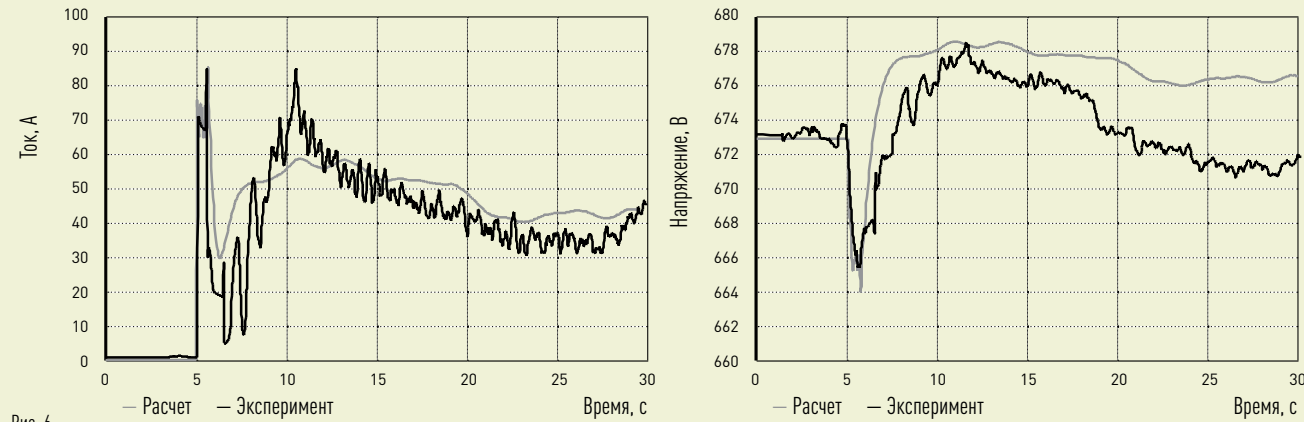


Рис. 6

СКОРОСТЬ ВЕТРА (А) И СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ЗАВИСИМОСТИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ВЭУ-225 (Б)

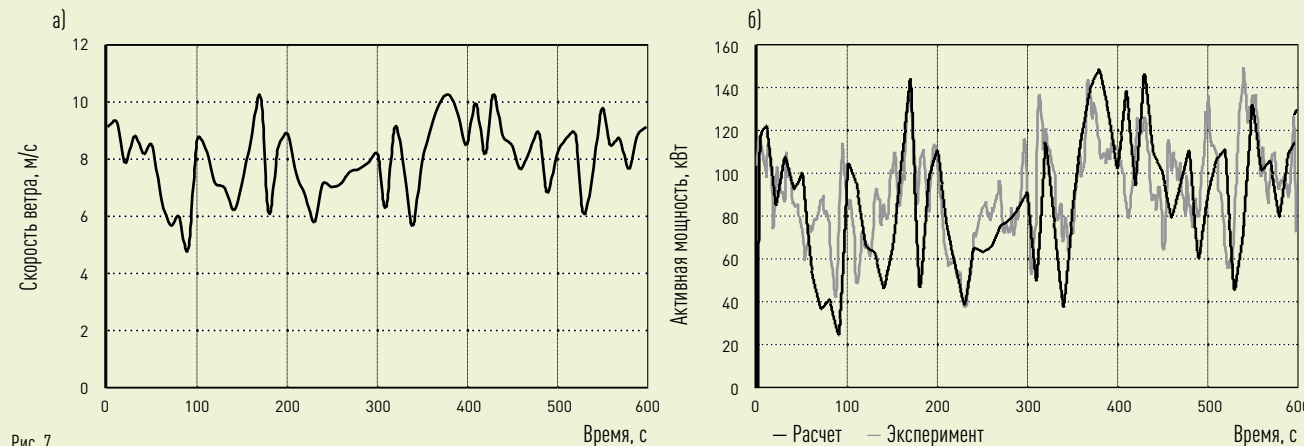


Рис. 7

с расчетными данными во всех режимах работы ВЭУ (рис. 6, 7) [21, 22].

Таким образом, разработанная математическая модель позволяет проводить оценку возможностей подключения и совместимости работы ВЭУ на базе асинхронных машин и ВЭС на их основе в составе ЭЭС.

Однако нужно помнить, что ВЭУ и ВЭС как источники электри-

ческой энергии обладают рядом специфических особенностей, связанных со сложностью регулирования и резкопеременным характером выдачи ими активной мощности. Ввод в ЭЭС подобных источников электрической энергии создает множество потенциально возможных рабочих, аварийных и послеаварийных режимов ЭЭС [23]. Комплексная оценка всех этих режимов работы ЭЭС невозможна

без учета взаимного влияния всех элементов ЭЭС и ее топологии и может быть проведена с использованием методов кластерного анализа.

Режимы работы ЭЭС могут быть условно разделены на три группы: нормальные режимы, аварийные режимы, послеаварийные режимы с отключением части потребителей. Состояние

КЛАСТЕРЫ РЕЖИМОВ ЭЭС ПО РАЗЛИЧНЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ

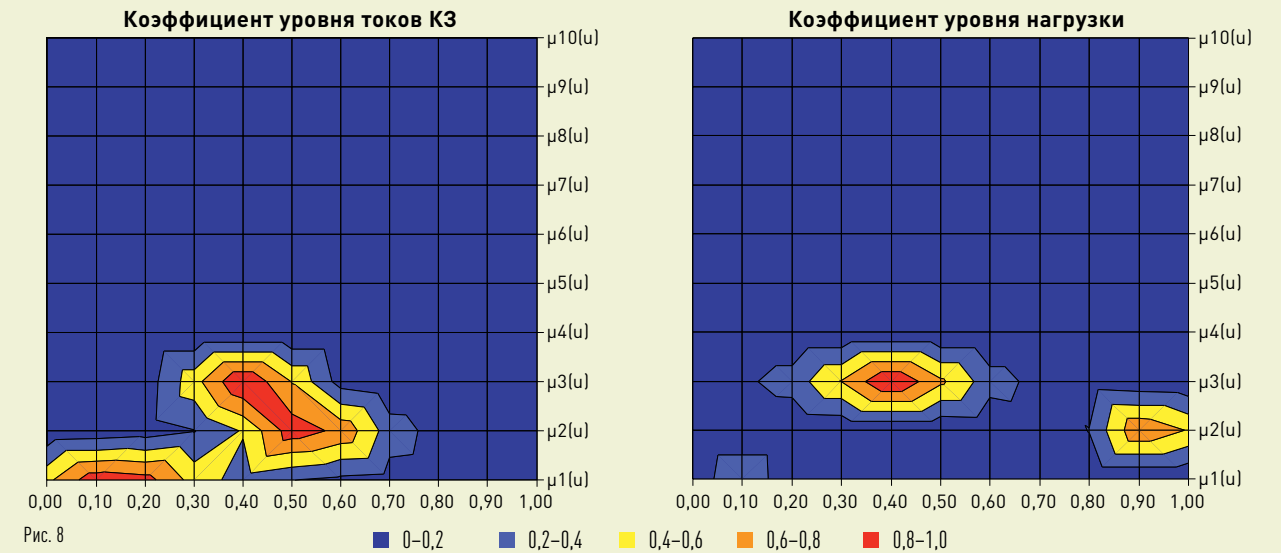


Рис. 8

элементов схемы описывается матрицей состояния системы. В качестве параметров, характеризующих состояние системы в различных режимах, нами были предложены:

- доля потребителей (по суммарной мощности), напряжение на зажимах которых не выходит за допустимые пределы, S_a ;
- суммарные потери электрической энергии в ЭЭС, $\sum_{\Delta} P$;
- коэффициент уровня напряжения – отношение максимального напряжения к среднему напряжению во всех узлах схемы, $K_{напр} = U_{max}/U_{cp}$;
- коэффициент среднего уровня токов КЗ режима ЭЭС – отношение максимального тока установившегося трехфазного КЗ к его среднему значению во всех узлах схемы, $K_{кз} = I_{max}/I_{cp}$;
- коэффициент уровня нагрузки – отношение нагрузки потребителей

в рассматриваемом режиме к суммарной мощности нагрузок ЭЭС, $K_n = S/S_{ном}$.

В терминах кластерного анализа каждый из расчетных режимов является объектом, а параметры S_a , $\sum_{\Delta} P$, $K_{напр}$, $K_{кз}$ и K_n – характеристиками объекта, формирующими характеристическую матрицу, с помощью которой методами кластерного анализа проводится классификация объектов-режимов (по формулам (6), реализованном в виде программного комплекса для пакета Excel).

$$D = \begin{pmatrix} 0 & d_{12} & \dots & d_{1n} \\ d_{21} & 0 & \dots & d_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ d_{n1} & d_{n2} & \dots & 0 \end{pmatrix} \quad (6)$$

$$W = \sum_{j=1}^n (x_j - \bar{x})^2 = \sum_{j=1}^n x_j^2 - \frac{1}{n} \left(\sum_{j=1}^n x_j \right)^2$$

$$\bar{d}_{i,j} = 0.3 \cdot \frac{d_{i,j}}{c} \quad d_{i,j} = \left[\sum_{k=1}^p (x_{ki} - x_{kj})^2 \right]^{1/2}$$

$$\mu_{norm_i} = \frac{\mu_i}{\mu_{max}}$$

$$\mu_v = (\mu_{S_a}, \mu_{P_{loss}}, \mu_{K_U}, \mu_{K_I}, \mu_{K_S}, \mu_N)$$

$$\mu = \mu_N \cdot (g_{S_a} \cdot \mu_{S_a} + g_{P_{loss}} \cdot \mu_{P_{loss}} + g_{K_U} \cdot \mu_{K_U} + g_{K_I} \cdot \mu_{K_I} + g_{K_S} \cdot \mu_{K_S})$$

где x_j – характеристики j -го объекта; \bar{x} – центр масс кластера; n – количество объектов; x_{ki} , x_{kj} – численные значения k -той переменной для i -, j -того объекта; p – количество переменных объекта; $c = \max(d_{i,j})$ – максимальное расстояние $d_{i,j}$ среди элементов матрицы D ; μ_{S_a} , $\mu_{P_{loss}}$, μ_{K_U} , μ_{K_I} , μ_{K_S} – нормализованные значения показателей состояния режима; μ_N – показатель матрицы состояний; μ_{max} – максимум показателя состояния всех рассмотренных режимов; g_{S_a} , $g_{P_{loss}}$, g_{K_U} , g_{K_I} , g_{K_S} – весовые коэффициенты параметров состояния системы.

С использованием предложенной методики был проведен анализ возможных режимов Калининградской ЭЭС с учетом проектируемой ВЭС морского базирования мощностью 50 МВт. Анализ показал наличие трех кластеров режимов: кластера нормальных режимов работы ЭЭС и двух кластеров аварийных режимов работы ЭЭС (рис. 8). Это позволяет определить оптимальные возможности перехода из одного режима в другой, вплоть до возврата из послеаварийного режима в кластер нормальных режимов.

В заключение следует отметить, что анализ опыта стран, активно уве-



ГРАФИК НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДАНИИ В ТЕЧЕНИЕ НЕДЕЛИ С 10.01.2005 ПО 17.01.2005

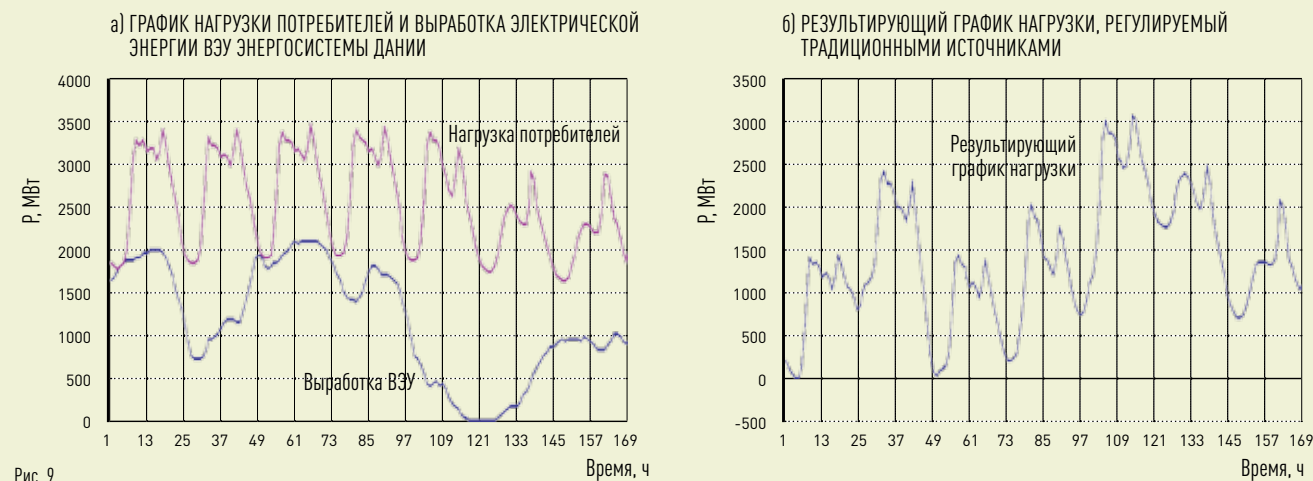


Рис. 9

личивающих долю ветроэнергетики в общей выработке электроэнергии, позволяет понять причины и факторы, препятствующие широкому внедрению таких источников электрической энергии. В частности, одной из проблем, с которой придется столкнуться традиционным источникам, работающим в сетях с большой долей ветровой энергии, является регулирование графиков нагрузки потребителей, которые становятся все более неравномерными и слабо предсказуемыми, что, в свою очередь, ужесточает требования к работе традиционных источников электроэнергии. Авторы [24] приводят данные (рис. 9), позволяющие оценить степень этого влия-

ния. Одними из путей дальнейшего увеличения доли ветровой энергии в общей выработке являются строительство гидроаккумулирующих электростанций и их объединение с крупными ВЭС в единые генерирующие комплексы.

ЛИТЕРАТУРА

1. World wind energy report – 2012 annual report//World Wind Energy Association WWEA, Bonn, 2013. – 22 p.
2. Press Release BTM consult ApS. International wind energy development world market update 2009, forecast 2009–2013, March 25, 2009. – P. 3.

3. Перспективы мировой ветроэнергетики//Гринпис, 2006. – С. 58.
4. Николаев В. Г., Ганага С. В. Современное состояние и тенденции развития мировой ветроэнергетики//Малая энергетика, 2006, № 1–2. – С. 104–111.
5. Белей В. Ф. Современное состояние и мировые проблемы развития ветроэнергетики//Энергетик, 2007, № 12. – С. 7.
6. Концепция использования ветровой энергии в России//Под ред. Безруких П. П. – М.: Изд-во «Книга – Пента», 2005. – 128 с.
7. Annual report on U. S. wind power installation, cost, and performance trends. Report summary, 2008. – 45 p.

РОСТ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ*

Год	1981	1985	1989	1994	2000	2004	2008
$C_{эс}$, $\frac{\text{цент}}{\text{кВт}\cdot\text{час}}$	38	18	8	5	4	3,8	4
$C_{уд}$, $\frac{\text{долл.}}{\text{кВт}}$	4000	2640	1520	1100	950	900	1300

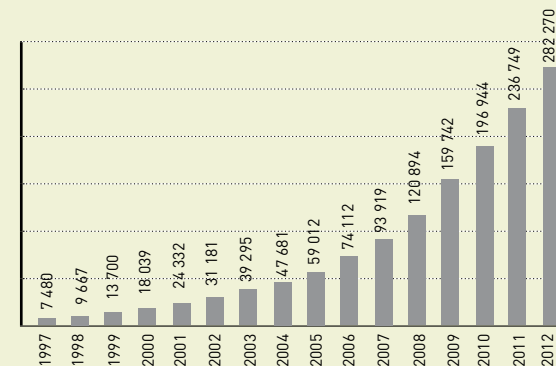
Таблица 3

Год	Установленная мощность ВЗУ, МВт	Доля выработанной электроэнергии (ЭЭ), %	Сокращение выбросов CO ₂ , связанное с выработкой ЭЭ, %
2008	122 000	1,5	2,2
2013	350 000	3,35	4,3
2018	820 000	8	11,0

Таблица 2

* Рост ветроэнергетики обусловлен непрерывно снижающимися удельной стоимостью ВЗУ ($C_{уд}$) и средней себестоимостью вырабатываемой ими электроэнергии ($C_{эс}$). Однако с 2004 г. намечается рост ценовых показателей, что обусловлено падением курса валюты США к евро.

СУММАРНАЯ МОЩНОСТЬ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В МИРЕ*

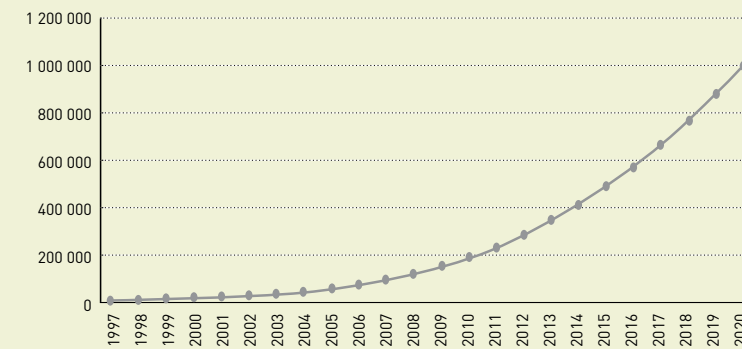
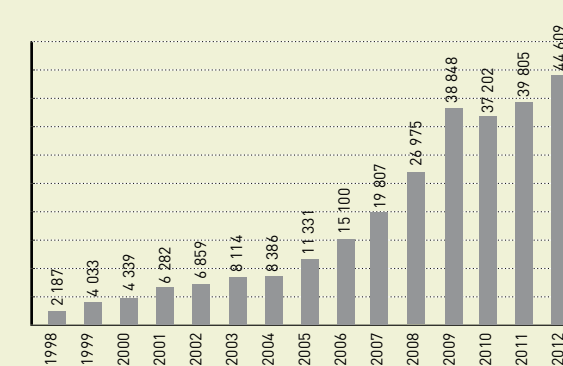


ПРОГНОЗ РОСТА МОЩНОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ДО 2020 Г.*

*По данным Всемирной ассоциации ветроэнергетики

Рис. 10

ЕЖЕГОДНЫЙ ПРИРОСТ МОЩНОСТИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В МИРЕ*



8. Белей В. Ф. Выбор ветроустановок на основе опыта эксплуатации ветропарка в Калининградской области//Электрика, 2003, № 2. – С. 3–7.
9. Ганага С. В., Кудряшов Ю. И., Николаев В. Г. Ветроэнергетические ресурсы России и перспективы их освоения//Малая энергетика, 2006, № 1–2. – С. 2–13.
10. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2012 г. – ОАО «СО ЕЭС», 2013. www.so-ups.ru.
11. Press Release BTM consult part of navigant. Wind energy development world market update 2013, March 2013. – P. 3.
12. Grid capacity for wind energy systems. Power system software & service, 2002.
13. Akhmatov V., Knudsen H., Nielsen A. H. Advanced simulation of windmills in the electrical power supply//International journal of electrical power and energy systems, July 2002, Vol. 22, No. 6. – P. 421–434.
14. Wind power monthly. Октябрь, 2013. http://www.windpowermonthly.com.
15. The future of wind power. Chalmers DTU wind energy, Technical University of Denmark, Energy conference, March 28, 2012.
16. Larsson A. The power quality of wind turbines: PhD thesis. Goteborg. Chalmers University of Technology. Department of electrical power engineering, 2000. – 166 p.
17. PTD-Kompetenz: Gesamtlosung fur On-/Offshore-Winsparks. PTWE 01, 2002.
18. Белей В. Ф., Никишин А. Ю. Современная ветроэнергетика: тенденции развития, проблемы и некоторые пути их решения//Электрика, 2006, № 8. – С. 19–22.
19. Grid code for high and extra high voltage. – Германия, E.ON Netz, 2003.
20. Белей В. Ф. Ветроэнергетические установки: тенденции развития, проблемы подключения и эксплуатации в составе электроэнергетических систем//Малая энергетика, 2005, № 1–2. – С. 67–71.
21. Никишин А. Ю. Управление активной мощностью ветроустановки на основе асинхронного генератора двойного питания, реализация алгоритма в пакете MatLab/Сб. докл. для Международной научно-технической конференции «Балттехмаш – 2006». – Калининград: КГТУ, 2006.
22. Никишин А. Ю. Управление реактивной мощностью ветроустановки на основе асинхронного генератора двойного питания, реализация алгоритма в пакете MatLab/Электрооборудование судов и электроэнергетика: сб. науч. тр. – Калининград: Изд-во КГТУ, 2008.
23. Diering M. Situationserkennung im 20 kV Verteilungsnetz. – Stralsund: FH-Stralsund, 2003.
24. Wind power integration – is 30 TWh in Sweden possible? Chalmers DTU wind energy, Technical University of Denmark, Energy conference, March 28, 2012.