

Определение оптимальной конфигурации комплекса оффшорных ВЭС

Рецензия эксперта на статью получена 09.04.2018 [Expert review on the article was received on April 09, 2018].

Введение

Неоднородность поступления ветрового ресурса в годовом и многолетнем разрезе оказывает сугубо негативное влияние на оперативно-диспетчерское управление и надёжность объединённых энергосистем (ОЭС) с большой долей участия ветроэнергетических станций (ВЭС).

В определённых пределах данную неоднородность можно нивелировать при помощи проведения электрического компенсирующего регулирования в рамках единого оперативно-диспетчерского комплекса, состоящего из двух и более удалённых друг от друга ВЭС, работающих параллельно с объединённой энергетической системой, и расположенных в районах со значительной асинхронностью ветрового режима.

В гидроэнергетике подобный тип компенсирующего регулирования, называемый межбассейновым, широко используется для выравнивания совокупной выработки электроэнергии гидроэлектростанциями, расположенными на разных водотоках и имеющими асинхронный режим стока. При этом ГЭС, имеющие относительно небольшие водохранилища, работают по режиму, определяемому собственным стоком и возможностями собственных водохранилищ, и являются компенсируемыми ГЭС. ГЭС, обладающие водохранилищами с большими регулирующими возможностями, дополняют выработку компенсируемых ГЭС до значений, определяемых потребностями энергосистемы, и являются компенсирующими ГЭС [1].

Применительно к ветроэнергетике полная аналогия с данным процессом невозможна из-за отсутствия у ВЭС способ-

В энергетических системах регионов, имеющих большую установленную мощность ВЭС, применение компенсирующего регулирования может позволить сократить величину оперативного резерва энергетической системы, а также вести первичное и вторичное регулирование частоты и компенсацию реактивной мощности

ности накапливать и перераспределять во времени энергию движения воздушных масс. Увеличение выработки компенсируемых ВЭС за счёт компенсирующих возможно только при асинхронности поступления ветрового ресурса к ним.

В энергетических системах регионов, имеющих большую установленную мощность ВЭС, применение компенсирующего регулирования может позволить сократить величину оперативного резерва энергетической системы, а также вести первичное и вторичное регулирование частоты и компенсацию реактивной мощности. Так, нормативные документы части европейских сетевых операторов, таких как Energinet.dk (Дания), Svenska Kraftnat (Швеция), SP Energy Networks и SSE (Шотландия), ESB NG (Ирландия) и E.ON (Германия) уже более десяти лет предъявляют к ВЭС требования по выполнению системных услуг [2].

Задачей данной статьи является описание методики определения оптимальной конфигурации комплекса оффшорных ВЭС — ветроэнергетического комплекса — с компенсирующим регулированием, работающего параллельно с ОЭС.

УДК 621.311.24

Определение оптимальной конфигурации комплекса оффшорных ВЭС

Е. В. Игнатьев, аспирант; **М. Г. Тягунов**, д.т.н., профессор, кафедра «Гидроэнергетика и возобновляемые источники энергии», Национальный исследовательский университет «Московский энергетический институт» (НИЭ «МЭИ»)

В данной статье дано описание методики определения оптимальной конфигурации комплекса оффшорных ВЭС, работающих в объединённой энергосистеме (ОЭС), которая позволяет обеспечивать работу ВЭС в режиме компенсирующего регулирования, а также некоторых результатов её апробации. Показано, что режим компенсирующего регулирования позволяет минимизировать негативные эффекты, связанные с особенностями производства электроэнергии на ВЭС. В рамках рассматриваемой методики показана возможность определения оптимальной конфигурации комплекса оффшорных ВЭС на основании совокупности энергетических и статистических показателей его режима работы. Апробация методики проведена на примере энергетического комплекса, состоящего из двух оффшорных ВЭС, расположенных в акватории Баренцева моря у северного побережья Мурманской области. При расчёте основных показателей режима работы ВЭС использованы реальные данные, полученные с метеорологических станций, расположенных вблизи предполагаемых площадок строительства ВЭС.

Ключевые слова: ветроэлектрическая установка, ветроэлектрическая станция, оффшорная ветроэнергетика, компенсирующее регулирование.

UDC 621.311.24

Definition of the optimal configuration of the offshore wind farms complex

E. V. Ignatev, postgraduate student; **M. G. Tyagunov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Hydropower and Renewable energy sources of National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (NRU "MPEI")

This article describes the methodology of determining of the optimal wind farms complex configuration operating in United Power System (UPS), which enables wind farms to work in compensated regulation regime. In addition, this article presents some of the testing results of this methodology. It is shown that the compensated regulation regime allows minimizing the negative effects associated with the peculiarities of electricity production at wind farms. Within the frames of this methodology, the possibility of optimal wind farms complex configuration determining based on the aggregate of energy and statistical indicators of its operating mode is shown. Approximation of the methodology is carried out using the example of an energy complex consisting of two offshore wind farms located on the Barents Sea off the north coast of the Murmansk region. When calculating the main indicators of the operating mode of windfarms, real wind data obtained from meteorological stations located near the proposed points of construction of offshore wind farms is used.

Keywords: wind turbine, wind-power station, offshore wind power, compensated regulation.



Мыс Терiberка в Мурманской области, на котором идёт возведение ВЭС

Также на основании энергетических и статистических показателей режима работы ветроэнергетического комплекса определяется характерный график изменения средней мощности за расчётный интервал времени, используемый для дополнительных расчётов (расчёта показателей режима работы комплекса оффшорных ВЭС в условиях ограничения выработки по графику нагрузки ОЭС; расчёта системы аккумулирования энергии и др.). Новизна данной статьи состоит в том, что исследования режима работы комплекса оффшорных ВЭС, проводящего компенсирующее регулирование, в отличие от гидроэнергетики, в Российской Федерации ещё не проводилось.

Описание методики расчёта режима совместной работы нескольких ВЭС в рамках единого оперативно-диспетчерского комплекса

Расчёт режима совместной работы n ВЭС, работающих в рамках оперативно-диспетчерского комплекса, работающего в ОЭС, производится итерационным способом. Методика строится на основе предположения о зависимости возможности компенсирующего регулирования станциями ветроэнергетического комплекса от мощности и числа ветроэнергетических установок (ВЭУ) в каждой из ВЭС, работающих на асинхронных ветровых потоках.

Вариация числа ВЭУ в каждой из ВЭС определяет конфигурацию ветрового энергокомплекса, а общее число ВЭУ в энергокомплексе постоянно.

Это значит, что ВЭС₁ состоит из переменного числа ВЭУ:

$$n_{ВЭС1} = \sum n_{ВЭУk}^{ВЭС1} = \text{var},$$

ВЭС₂ — также из переменного числа ВЭУ:

$$n_{ВЭС2} = \sum n_{ВЭУk}^{ВЭС2} = \text{var},$$

Число ВЭУ в ветроэнергетическом комплексе (ВЭК) постоянно и составляет:

$$n_{ВЭК} = n_{ВЭК1} + n_{ВЭК2} = \sum n_{ВЭУik}^{ВЭСi} = \text{const}, \quad (1)$$

где $n_{ВЭК}$ — число ВЭУ в ветроэнергетическом комплексе; $n_{ВЭС1}$ и $n_{ВЭС2}$ — число ВЭУ в составе ВЭС₁ и ВЭС₂; i — индекс рассматриваемой ВЭС; k — индекс ВЭУ в составе отдельных ветроэнергетических станций.

В основе расчёта лежит критерий максимальной выработки ветроэнергетического комплекса, работающего по графику прихода ветра к каждой из его ветровых энергостанций.

Расчёт ведётся итерационным методом путём последовательного изменения числа ВЭУ на ВЭС₁ при $k = \{0, K\}$, где K — общее число установленных на ветроэнергокомплексе ВЭУ в соответствии с условием (1).

Результатом расчёта являются энергетические показатели режима совместной работы ВЭС в рамках единого ветроэнергетического комплекса за каждый год расчётного периода:

□ $\Delta_{ВЭК}$ [ГВт·ч] — суммарная выработка электроэнергии ветроэнергокомплексом оффшорных ВЭС;

□ $T_{\text{прост}}$ [%] — относительное число часов единовременного простоя ВЭС комплекса;

□ $N_i(t)$ — график изменения средней мощности за расчётный интервал времени, вырабатываемой комплексом оффшорных ВЭС.

Исходными данными для расчёта служат следующие:

□ V_{10ij} — ряды часовых значений скорости ветра на высоте 10 м на площадке i -й ВЭС (ВЭС _{i}), а j — номер рассматриваемого часа;

□ характеристики ВЭУ, для которых производится расчёт, — высота башни H_6 [м] и рабочие характеристики ВЭУ $N_{ВЭУ}(V)$.

При расчёте энергетических показателей режима совместной работы ВЭС в рамках единого ветроэнергетического комплекса принимаются следующие некоторые допущения:

- изменение скорости ветра по высоте задаётся логарифмической функцией, параметры которой зависят от шероховатости поверхности;
- определение рабочей мощности k -й ВЭУ производится по характеристике $N_{ВЭУ}(V)$ для стандартных условий;
- потерями на аэродинамическое затенение и гистерезис пренебрегаем;
- расчёт проводится для одного года с дискретизацией в один час;
- расчёт проводится по критерию максимального использования ветрового ресурса, влияние на выработку комплекса ВЭС оказывает только ветровой режим на площадках ВЭС комплекса;
- на всех ВЭС комплекса установлены одинаковые ВЭУ.

Расчёт режима работы ВЭК производится по следующему алгоритму: на первом этапе определяется общее число установленных ВЭУ комплекса ВЭС ($n_{ВЭК}$) и число оффшорных ВЭС ($n_{ВЭС}$), между которыми агрегаты распределяются на каждой итерации расчёта в соответствии с (1).

На втором этапе производится расчёт режима работы каждой i -й ВЭС комплекса при каждой j -й конфигурации ВЭК:

- производится пересчёт значений скорости ветра на высоту башни рассматриваемой модели ВЭУ;
- определяется рабочая мощность единичной ВЭУ по её рабочей характеристике и мощность каждой ВЭС при различных вариантах его конфигурации с учётом собственных (2%) и общестанционных (2%) нужд i -й ВЭС.

На третьем этапе производится определение энергетических показателей комплекса для каждого варианта конфигурации:

- суммарная выработка электроэнергии определяется как сумма выработки ВЭС комплекса $\Delta_{ВЭК} = \sum \Delta_{ВЭСi}$;
- относительное число часов единовременного простоя — как доля часов, при которых суммарная мощность, вырабатываемая комплексом ВЭС равна нулю:

$$T_{\text{прост}} = \frac{\sum_{N_{ij}=0} t_i}{8760} 100 \%;$$

- график изменения средней мощности за расчётный интервал времени — как массив сумм мощности, вырабатываемых отдельными ВЭС комплекса за каждый час расчётного периода:

$$N_i(t) = \sum N_{ij}(t_j).$$

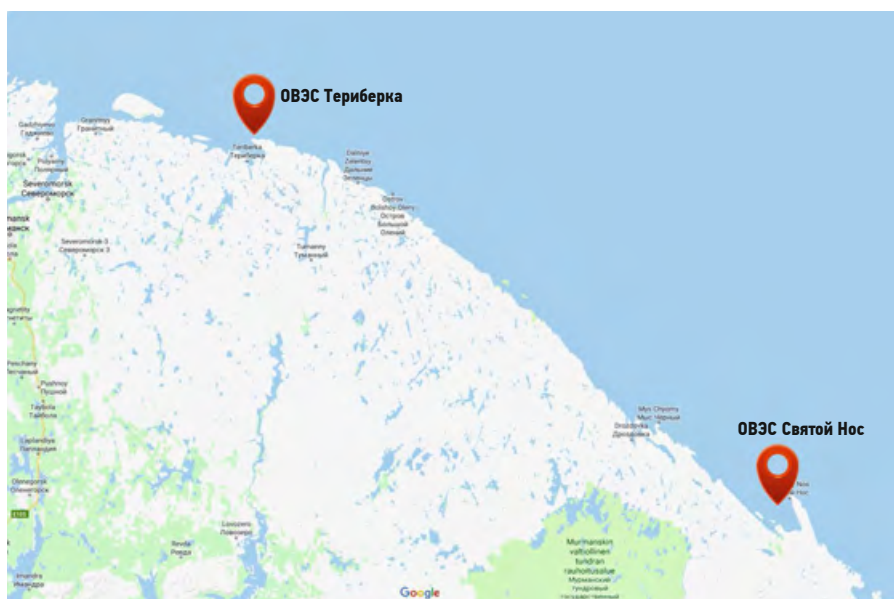


Рис. 1. Карта Мурманской области с указанием местоположения площадок строительства оффшорных ВЭС

Для получения дополнительных критериев выбора оптимальной конфигурации комплекса ВЭС производится расчёт статистических показателей режима совместной работы ВЭС в едином оперативно-диспетчерском комплексе за расчётный период для каждой итерации.

Для значений суммарной выработки оффшорных ВЭС комплекса за каждый год расчётного периода для каждой итерации производится расчёт значения среднеквадратического отклонения относительно среднего значения за весь расчётный период по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{2}(\bar{\Delta}_{ij} - \bar{\Delta}_i)^2}, \quad (2)$$

где σ — среднеквадратическое отклонение, определённое в соответствии с ГОСТ [3]; $\bar{\Delta}_{ij}$ — значение суммарной выработки электроэнергии комплексом оффшорных ВЭС при определённой конфигурации для определённого года; $\bar{\Delta}_i$ — среднее значение выработки электроэнергии комплексом оффшорных ВЭС при определённой конфигурации за весь расчётный период.

Для совокупного графика изменения средней мощности для всего расчётного периода производится определение основных статистических показателей: среднеквадратического отклонения σ , коэффициента вариации C_v и коэффициента асимметрии C_s [4].

Также для совокупного графика изменения средней мощности для всего расчётного периода определяются значения мощности, соответствующие 50 % и 90 % обеспеченности по ветровому ресурсу. Расчёт данных значений производится по

аналогии с расчётом обеспеченности отдачи по мощности при регулировании речного стока водохранилищем [5].

Эмпирические кривые обеспеченности для каждого варианта конфигурации комплекса оффшорных ВЭС строятся по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} 100\%, \quad (3)$$

где m — порядковый номер члена ряда часовых значений мощности, вырабатываемой комплексом ВЭС за расчётный период, ранжированного в убывающем порядке; n — общее число членов ряда.

Данная методика апробирована при расчёте режима совместной работы двух оффшорных ВЭС в рамках единого комплекса, работающего в Кольской энергосистеме ОЭС Северо-Запада.

Для получения дополнительных критериев выбора оптимальной конфигурации комплекса ВЭС производится расчёт статистических показателей режима совместной работы ВЭС в едином оперативно-диспетчерском комплексе за расчётный период для каждой итерации. Для значений суммарной выработки оффшорных ВЭС комплекса за каждый год расчётного периода для каждой итерации производится расчёт значения среднеквадратического отклонения относительно среднего значения за весь расчётный период

Описание исходных данных для расчёта режима совместной работы оффшорных ВЭС в рамках единого ветроэнергетического комплекса

В качестве примера ветроэнергетического комплекса с компенсирующим регулированием рассматривается комплекс из двух оффшорных ВЭС, расположенных в акватории Баренцева моря у северного побережья Мурманской области: «Териберка» и «Святая Нос». Размещение ВЭС показано на рис. 1.

Обе ВЭС располагаются в непосредственной близости от площадок МС. Площадка оффшорной ВЭС «Териберка» располагается на расстоянии 7,5 км от МС «Териберка», в 0,5 км к северу от полуострова Териберский. Площадка оффшорной ВЭС «Святая Нос» располагается на расстоянии 2,8 км от МС «Святая Нос» в 2,5 км к западу от мыса Святой Нос. Расстояние между двумя площадками оффшорных ВЭС составляет 221 км.

Исходными данными для расчёта являются шестичасовые ряды наблюдений скорости ветра V_j [м/с], где $j \in \{1, 1460\}$, полученные с сайта «Расписание погоды» [6], за период 2013–2017 годов на площадках МС «Териберка» и «Святая Нос». Для расчёта эти данные интерполируются для получения ряда часовых значений скорости ветра, где $j \in \{1, 8760\}$, для каждого из годов рассматриваемого периода. Для часового ряда значений 2016 года, являющегося високосным, $j \in \{1, 8784\}$.

Пересчёт часовых значений скорости ветра на высоту башни рассматриваемой модели ВЭУ производится по логарифмическому закону изменения вертикального профиля ветра в соответствии с принятым допущением по формуле (4):

$$\frac{V(H_6)}{V(H_{10})} = \frac{\ln\left(\frac{H_6}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_{10}}{Z_0}\right)}, \quad (4)$$

где $V(H_6)$ и $V(H_{10})$ — скорость ветра на высоте башни H_6 и высоте флюгера H_{10} , соответственно; Z_0 — шероховатость поверхности земли/моря, принятая 0,02 см для спокойного открытого моря [7].

В качестве расчётной ВЭУ принимается наиболее популярная на европейском рынке за весь период существования отрасли оффшорной ветроэнергетики модель Siemens SWT-3.6120 (23,2 % от суммарной установленной мощности оффшорных ВЭУ и 23,6 % от общего числа ВЭУ в оффшорном исполнении, установленных в Европе в период 1991–2017 годов) [8]. Суммарное количество ВЭУ, устанавливаемых на оффшорных ВЭС комплекса, принимается равным 100.

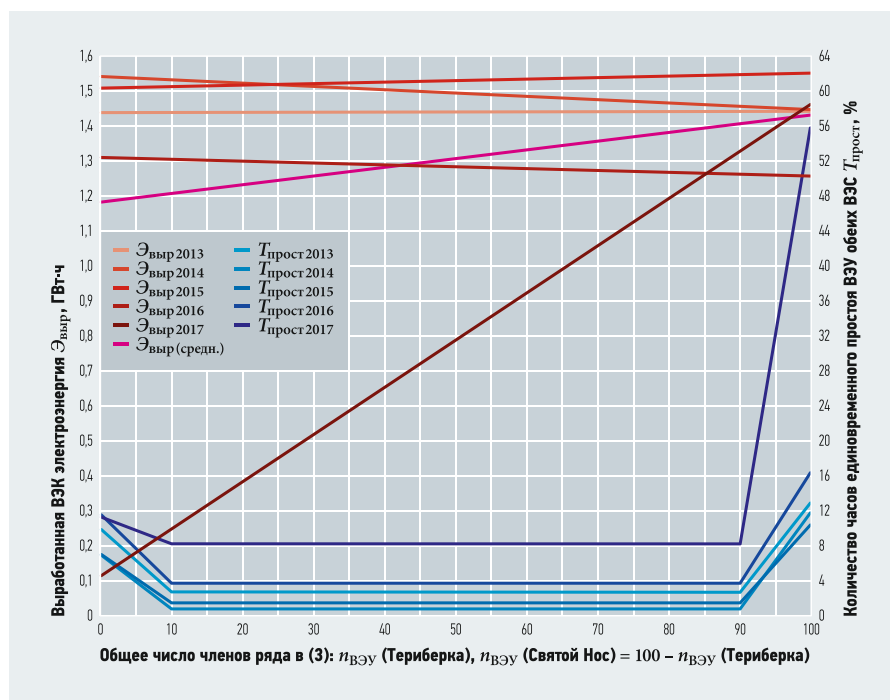


Рис. 2. Результаты расчета основных энергетических показателей режима работы комплекса офшорных ВЭС «Териберка – Святой Нос»

Тогда суммарная установленная мощность офшорных ВЭС комплекса составит 360 МВт. Шаг изменения числа ВЭУ на каждой итерации составляет 10 шт.

При расчетах режима совместной работы офшорных ВЭС не учитываются различные виды потерь: на гистерезис, аэродинамическое затенение и т.д.

Анализ результатов расчета режима совместной работы офшорных ВЭС в рамках единого оперативно-диспетчерского ветроэнергетического комплекса

В результате расчета основных энергетических показателей режима работы комплекса, состоящего из двух офшорных ВЭС «Териберка» и «Святой Нос», получены значения суммарной выработки электроэнергии комплексом Э_{ВЭК} [ГВт·ч]



Вид с мыса Святой Нос — ранее Терский мыс или Вегестад («Путевая скала») по-норвежски



Метеостанция на мысе Святой Нос в Мурманской области

и относительного числа часов единовременного простоя ВЭУ обеих ВЭС комплекса $T_{\text{прост}}$ [%] для каждого из вариантов конфигурации комплекса по годам пятилетнего расчетного периода. Также были определены значения суммарной и среднегодовой выработки комплекса офшорных ВЭС за расчетный период.

Результаты расчета представлены графически на рис. 2.

Как видно на рис. 2, полученные результаты не позволяют сделать однозначный вывод о наличии наиболее энергоэффективного варианта конфигурации комплекса офшорных ВЭС.

Значения выработки в зависимости от конфигурации комплекса возрастают в 2013, 2015 и 2017 годах и убывают в 2014 и 2016 годах. Суммарное и среднее значение выработки ВЭК за весь расчетный период возрастают.

Результаты анализа относительного числа часов единовременного простоя ВЭУ при компенсирующем регулировании показывают, что относительное число часов единовременного простоя ВЭУ комплекса в три-девять раз выше в крайних вариантах конфигурации, при которых компенсирующее регулирование невозможно, однако в остальных вариантах конфигурации значения числа часов единовременного простоя не изменяются.

Таким образом, значения относительного числа часов единовременного простоя ВЭС-комплекса позволяют исключить только крайние варианты конфигурации комплекса с концентрацией всех ветроэнергетических установок на офшорной ВЭС «Териберка» либо на офшорной ВЭС «Святой Нос».

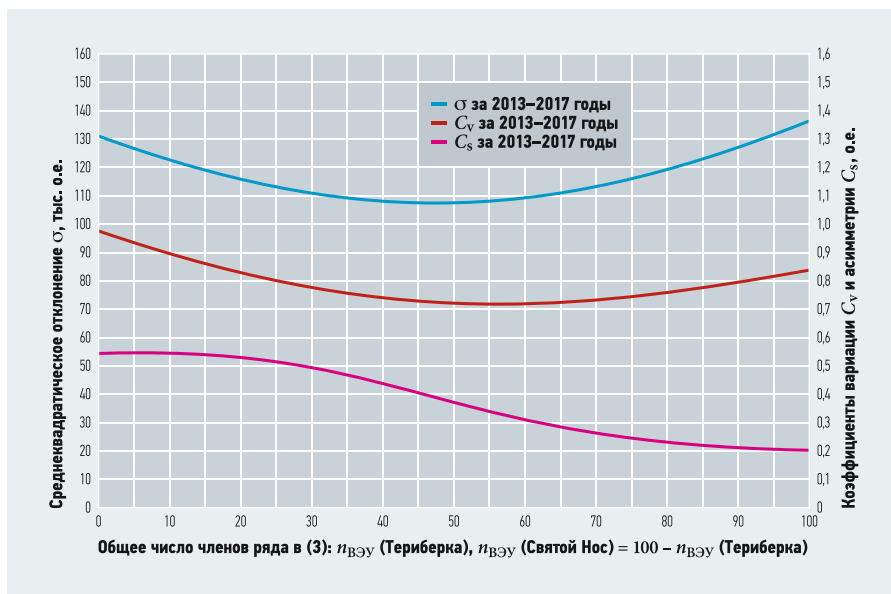


Рис. 3. Результаты расчёта основных статистических показателей паттерна выработки комплекса оффшорных ВЭС «Териберка – Святой Нос» за расчётный период

При проведении расчёта среднее квадратическое отклонение выработки комплекса ВЭС за определённый год при определённой конфигурации относительно среднего значения за весь расчётный период минимальное значение ($\sigma = 4,58$) наблюдается для конфигурации 40 ВЭУ «Териберка» — 60 ВЭУ «Святой Нос» для 2016 года. Для остальных годов минимальные значения среднее квадратическое отклонения относятся к крайнему варианту конфигурации: 2013–2015, 2017 годы — 100 ВЭУ «Териберка».

Результаты расчёта статистических показателей графика изменения средней мощности ветроэнергетического комплекса за расчётный период 2013–2017 годов: среднее квадратическое отклонение σ , коэффициента вариации C_v и коэффициента асимметрии C_s представлены на рис. 3. Минимальные значения данных показателей наблюдаются при вариантах конфигурации комплекса оффшорных ВЭС: 50 ВЭУ «Териберка» — 50 ВЭУ «Святой Нос»; 60 ВЭУ «Териберка» — 40 ВЭУ «Святой Нос» и 100 ВЭУ «Териберка», соответственно.

Результаты расчёта зависимости мощности, соответствующих обеспеченности $P = 50\%$ и $P = 90\%$, от конфигурации комплекса оффшорных ВЭС за расчётный период 2013–2017 годов показаны на рис. 4. В обоих случаях максимальные значения мощности, соответствующие обеспеченности $P = 50\%$ и $P = 90\%$, наблюдаются при варианте конфигурации комплекса 50 ВЭУ «Териберка» — 50 ВЭУ «Святой Нос».

Как можно заключить из полученных данных, вывод об оптимальном вариан-

те конфигурации комплекса оффшорных ВЭС можно сделать только по совокупности энергетических и статистических показателей режима его работы. В табл. 1 приводятся оптимальные показатели ре-

Оптимальные показатели комплекса оффшорных ВЭС «Териберка — Святой Нос» табл. 1

Показатель работы комплекса	Варианты конфигурации, при которых наблюдаются оптимальные показатели			
	«Териберка 40 — Святой Нос 60»	«Териберка 50 — Святой Нос 50»	«Териберка 60 — Святой Нос 40»	«Териберка 100 — Святой Нос 0»
ЭЭ _{выр.} макс. за расчётный период	—	—	—	+
ЭЭ _{выр.} макс. среднегодовая за расчётный период	—	—	—	+
Мин. отклонение выработки за год от среднегодовой за период	+(2016)	—	—	—
Макс. значение мощности при $P = 50\%$	—	+	—	—
Макс. значение мощности при $P = 90\%$	—	+	—	—
Мин. значение σ за расчётный период	—	+	—	—
Мин. значение C_v за расчётный период	—	—	+	—
Мин. значение C_s за расчётный период	—	—	—	+

Оптимальные показатели комплекса оффшорных ВЭС «Териберка — Святой Нос»* табл. 2

Показатель работы комплекса	Варианты конфигурации, при которых наблюдаются оптимальные показатели				
	«Териберка 0 — Святой Нос 100»	«Териберка 30 — Святой Нос 70»	«Териберка 40 — Святой Нос 60»	«Териберка 50 — Святой Нос 50»	«Териберка 100 — Святой Нос 0»
ЭЭ _{выр.} макс. за расчётный период	+	—	—	—	—
ЭЭ _{выр.} макс. среднегодовая за расчётный период	+	—	—	—	—
Мин. отклонение выработки за год от среднегодовой за период	—	—	+(2013)	—	—
Макс. значение мощности при обеспеченности $P = 50\%$	—	—	—	+	—
Макс. значение мощности при обеспеченности $P = 90\%$	—	+	—	—	—
Мин. значение параметра σ за расч. период	—	—	+	—	—
Мин. значение C_v за расч. период	—	—	—	+	—
Мин. значение C_s за расч. период	—	—	—	—	+

* Для сокращённого расчётного ряда 2013–2016 годов.

жима работы комплекса оффшорных ВЭС с учётом конфигурации, при которой они наблюдаются.

Ввиду невозможности проведения компенсирующего регулирования при крайнем варианте конфигурации ветроэнергетического комплекса («Териберка 100 — Святой Нос 0») считаем оптимальным вариантом распределение ВЭУ комплекса поровну между двумя ВЭС («Териберка 50 — Святой Нос 50»).

Однако при рассмотрении показателей суммарной выработки электроэнергии ветроэнергетическим комплексом при различных вариантах конфигурации за отдельные годы расчётного периода 2013–2017 годов было установлено, что полученное тривиальное распределение ветроагрегатов пополам между двумя ВЭС комплекса является следствием резкого дисбаланса выработки электроэнергии между оффшорными ВЭС «Териберка» и «Святой Нос» в 2017 году. Если для периода 2013–2016 годов отношение суммарной выработки электроэнергии при двух крайних вариантах конфигурации ветроэнергетического комплекса с концентрацией всех ВЭУ либо на ВЭС

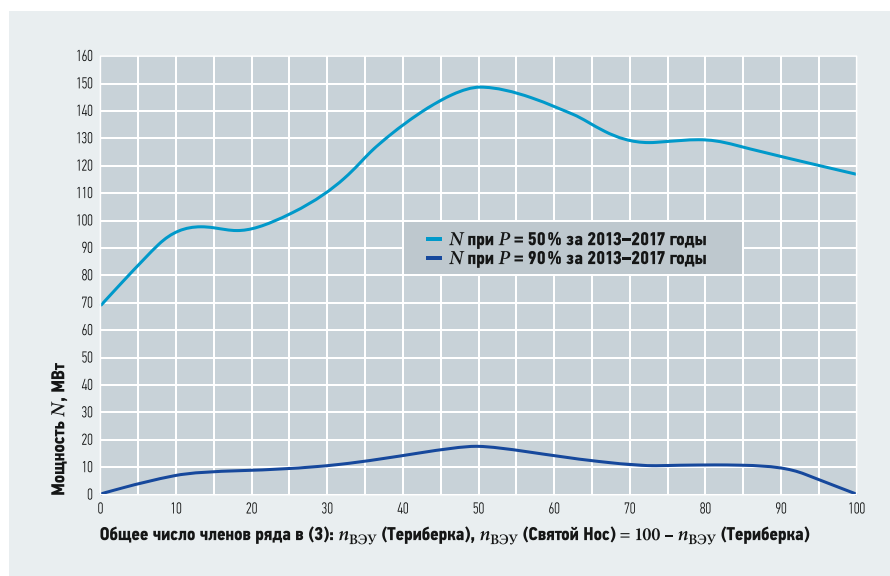


Рис. 4. Зависимости мощности, соответствующей 50 % и 90 % обеспеченности от конфигурации комплекса офшорных ВЭС «Териберка — Святой Нос» за расчётный период

«Териберка», либо на ВЭС «Святой Нос» находится в пределах 0,97–1,06, то для показателей 2017 года данное соотношение составляет 0,07.

Проведя пересчёт основных энергетических и статистических показателей режима работы ветроэнергетического комплекса для сокращённого расчётного ряда 2013–2016 годов, таблица распределения оптимальных параметров меняется с появлением трёх равноправных вариантов его конфигурации (табл. 2).

Отбрасывая вариант конфигурации ветроэнергетического комплекса («Териберка 0 — Святой Нос 100») ввиду невозможности проведения компенсирующего регулирования, считаем оптимальным вариантом конфигурации комплекса «Териберка 40 — Святой Нос 60» в силу большего (на 0,18 %) значения совокупной выработки за расчётный период. Базовым графиком изменения средней мощности за расчётный интервал времени, используемым для дополнительных расчётов (расчёта показателей режима работы комплекса офшорных ВЭС в условиях ограничения выработки по графику нагрузки ОЭС; расчёта системы аккумулирования энергии и др.), счита-

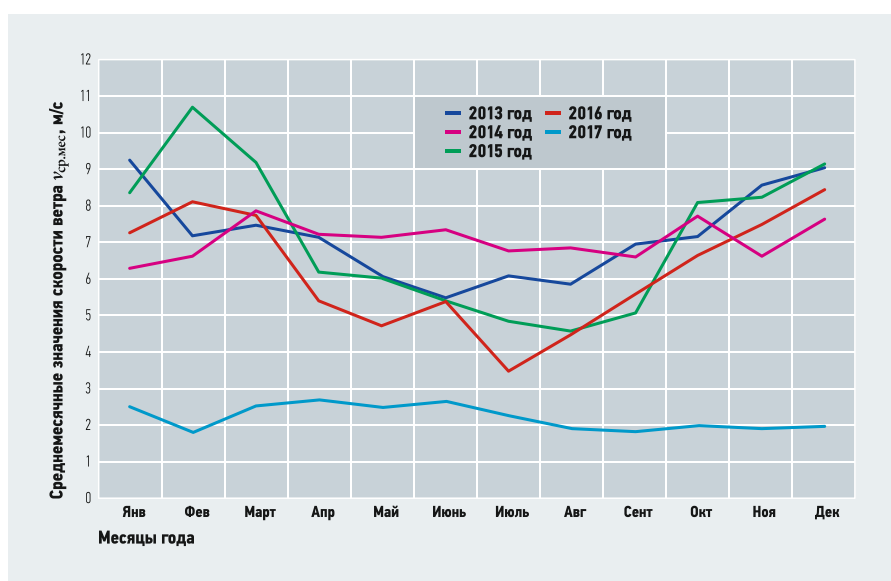


Рис. 5. Среднемесячные значения скорости ветра на площадке МС «Святой Нос» для базового расчётного периода 2013–2017 годов

ем график 2013 года, поскольку значение среднеквадратического отклонения выработки комплекса ВЭС за данный год при данной конфигурации относительно среднего значения за весь расчётный период является минимальным и составляет ($\sigma = 0,12$).

Базовые показатели отбора ветровых данных*

табл. 3

ВЭК / год	Среднеквадратичное отклонение σ
МС «Териберка»	2013 7,19 4,54 0,63
	2014 6,90 3,90 0,57
	2015 7,30 4,00 0,55
	2016 6,26 3,86 0,62
	2017 7,20 4,21 0,58
МС «Святой Нос»	2013 6,86 3,66 0,53
	2014 7,06 3,41 0,48
	2015 7,14 3,66 0,51
	2016 6,21 3,27 0,53
	2017 2,21 1,51 0,68

* Для расчёта режима работы ветроэнергетического комплекса для расчётного периода 2013–2017 годов.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что при применении данной методики определения оптимальной конфигурации ветроэнергетического комплекса следует производить учёт показателя дисперсии наблюдаемой переменной Dy , характеризующего качество эксперимента. Эксперимент называется идеальным при $Dy = 0$ [9].

В качестве наблюдаемой переменной принимается значение выработки электроэнергии ветроэнергетическим комплексом в отдельные годы расчётного периода при оптимальной конфигурации:

$$y = \mathcal{E}_{ВЭК}(n_{ВЭС1}^{ОПТ}; n_{ВЭС2}^{ОПТ}).$$

Для базового расчётного периода 2013–2017 годов дисперсия наблюдаемой

переменной имеет значение 93069, для сокращённого расчётного периода 2013–2016 годов — 11438. Это говорит о том, что с сокращением расчётного периода качество эксперимента возросло за счёт удаления года с резким дисбалансом выработки электроэнергии на отдельных ВЭС ветроэнергетического комплекса.

В связи с этим предстаёт актуальным введение предварительного отбора исходных данных, используемых в расчёте режима работы ветроэнергетического комплекса на основе трёх базовых показателей, определяемых в годовом разрезе: среднегодовой скорости ветра — $\bar{V}$ [м/с]; среднеквадратического отклонения скорости ветра — σ ; коэффициента вариации скорости ветра — C_v .

В табл. 3 приводятся данные показатели для МС «Териберка» и «Святой Нос» за пять лет базового расчётного периода 2013–2017 годов.

Как можно заключить из табл. 3, значения среднегодовой скорости ветра и среднеквадратического отклонения скорости ветра на площадке МС «Святой Нос» для 2017 года значительно ниже среднего, что может говорить либо об аномалии ветровой активности, либо о некорректно проводимых измерениях скорости ветра. Однозначное заключение об этом можно сделать только рассмотрев среднемесячные значения скорости ветра на площадке МС «Святой Нос» для базового расчётного периода 2013–2017 годов (рис. 5).

Дополнительно для каждого из среднемесячных значений скорости ветра на площадке МС «Святой Нос» для базового расчётного периода 2013–2017 годов был рассчитан показатель среднеквадратического отклонения относительно соответствующего среднемесячного значения за период 2013–2016 годов. Если для среднемесячных значений 2013–2016 годов данное отклонение находится в пределах 0,02–1,81, то для 2017 года — 2,14–4,66.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что с большой вероятностью аномалия значений скорости ветра объясняется ошибкой при публикации ветровых данных на электронный ресурс.

Принимая во внимание этот факт, считаем сокращённый расчётный ряд 2013–2016 годов базовым. При этом оптимальной конфигурацией ветроэнергетического комплекса является распределение ветроагрегатов в отношении: 40 ВЭУ на оффшорной ВЭС «Териберка» и 60 ВЭУ на оффшорной ВЭС «Святой Нос». Характерным графиком изменения средней мощности за расчётный интервал времени, используемым в дополнительных расчётах, является график 2013 года.



Фото: Siemens AG, siemens.com

Заключение

При апробировании методики определения оптимальной конфигурации комплекса оффшорных ВЭС было установлено, что однозначный вывод об оптимальном варианте конфигурации комплекса сделать невозможно, поскольку показатель, характеризующий энергетическую эффективность — $\text{ЭЭ}_{\text{выр}}$ [ГВт·ч] — принимает своё оптимальное значение при крайнем варианте конфигурации комплекса, недопустимом из условия проведения компенсирующего регулирования. Соответственно, вывод об оптимальной конфигурации комплекса делается на основании совокупности энергетических и статистических показателей режима работы комплекса, принимающих оптимальные значения (минимальные либо максимальные) при конкретном варианте его конфигурации.

Дополнительно можно сделать вывод о том, что различные типы показателей режима работы комплекса оффшорных ВЭС имеют разный приоритет. Так, исходя из условия необходимости проведения компенсирующего регулирования, больший приоритет по сравнению с показателем энергетической эффективности — $\text{ЭЭ}_{\text{выр}}$ [ГВт·ч] — имеют показатели, характеризующие надёжность выработки электроэнергии комплексом оффшорных ВЭС — значения мощности генерируемой с 50 % и 90 % обеспеченностью.

Кроме того, при апробировании методики на рассматриваемом примере было установлено, что следует производить первоначальный отбор данных, на базе которых будет производиться расчёт основных энергетических и статистических показателей режима работы комплекса оффшорных ВЭС, поскольку использование некачественных данных приводит к некорректному определению оптимальной конфигурации. ●



Фото: Клуб «Моя планета», моя-планета.ru

●● Легендарный Святоносский маяк, построенный в 1862 году

1. Гидроэнергетика: Учебн. для студентов высших учебных заведений / Под ред. В.И. Обрезкова. — М.: Энергоиздат, 1981. 608 с.
2. Matevosyan J., Ackermann T., Sigrid M. Bolik. Technical Regulations for the Interconnection of Wind Farms to Power System. Chichester, UK. John Wiley & Sons, Ltd. 2005.
3. ГОСТ Р 8.736–2011. Методы обработки результатов измерений. Основные положения. Введ. 01.01.2013. — М.: Стандартинформ, 2013.
4. Cramér Harald. Mathematical Methods of Statistics. Princeton University Press. Princeton. 1946. 575 p.
5. Крицкий С.Н., Менкель М.Ф. Гидрологические основы речной гидротехники. — М.-Л.: АН СССР, 1950.
6. «Расписание погоды» [Электр. ресурс]. Режим доступа: rp5.ru. Дата обрац.: 11.01.2018.
7. Васильев А.Г., Дерюгина Г.В., Малинин Н.К., Пугачёв Р.В. Ветроэнергетика: Учеб. пособ. — М.: Изд-во МЭИ, 2016. 384 с.
8. Global Offshore Wind Farms Database — 4C Offshore. Web-source: 4c offshore.com. Access data: 01.11.2017.
9. Крутов В.И., Попов В.В. Основы научных исследований: Учеб. для техн. вузов. — М.: Высшая школа, 1989. 400 с.

References — see page 93.

**Definition of the optimal configuration of the offshore wind farms complex.
Pp. 78–84.**

E. V. Ignatev, postgraduate student; **M. G. Tyagunov**, Doctor of Technical Sciences, Professor, Department of Hydropower and Renewable energy sources of National Research University "Moscow Power Engineering Institute" (NRU "MPEI")

1. *Gidrojenergetika: Uchebn. dlja studentov vysshih uchebnyh zavedenij* [Hydropower: A textbook for students of higher educational institutions]. Pod red. V.I. Obrezkova [Under the editorship of V.I. Obrezkov]. Moscow. *Jenergoizdat* ["Energoizdat" Publishers]. 1981. 608 p.
2. Matevosyan J., Ackermann T., Sigrid M. Bolik. *Technical Regulations for the Interconnection of Wind Farms to Power System*. Chichester, UK. John Wiley & Sons, Ltd. 2005.
3. GOST R [State industry standard of Russia] 8.736–2011. *Metody obrabotki rezul'tatov izmerenij. Osnovnye polozhenija* [State system for ensuring the uniformity of measurements. Multiple direct measurements. Methods of measurement results processing. Main principles]. Entr.: January 01, 2013. Moscow. *Standartinform* ["Standartinform" Publishers]. 2013.
4. Cramér Harald. *Mathematical Methods of Statistics*. Princeton University Press. Princeton. 1946. 575 p.
5. Krickij S.N., Menkel' M.F. *Gidrologicheskie osnovy rechnoj gidrotehniki* [Hydrological basis of river hydraulic engineering]. Moscow-Leningrad. *Izdatel'stvo AN SSSR* [Publishing House of the Academy of Sciences of the USSR]. 1950.
6. Reliable Prognosis. Web-source: rp5.ru. Access data: January 11, 2018.
7. Vas'kov A.G., Derjugina G.V., Malinin N.K., Pugachjov R.V. *Vetroenergetika: uchebnoe posobie* [Wind energy: tutorial]. Moscow. *Izdatel'skii dom MEI* [Publishing House of MPEI]. 2016. 384 p.
8. Global Offshore Wind Farms Database — 4C Offshore. Web-source: 4coffshore.com. Access data: 01.11.2017.
9. Krutov V.I., Popov V.V. *Osnovy nauchnyh issledovanij: Ucheb. dlja tehn. vuzov* [Fundamentals of Scientific Research: A textbook for technical universities]. Moscow. *Vyshshaja shkola* ["Higher School" Publishers]. 1989. 400 p.