

## ЭНЕРГЕТИКА



Научная статья

УДК 551.55:551.556.3

<https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-217-227>

## Повышение эффективности ветровых электростанций

Фуад Алхадж Хассан<sup>1✉</sup>, Шариф Алали<sup>2</sup>, Лейсан Раисовна Гайнуллина<sup>3</sup><sup>1,3</sup>Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия<sup>2</sup>Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия<sup>1</sup>fouadhajj Hassan42@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-4851-425X><sup>2</sup>alali.charif.1@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8894-4257><sup>3</sup>gainullina7819@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5414-7647>

**Резюме.** Цель – оценка некоторых переменных, влияющих на параметры ветра, с целью уменьшения турбулентности и следа в максимально возможной степени; оценка положения каждой ветровой турбины и исследование пределов ветровых турбин для определения оптимального расстояния между ними. Объектом исследования явилась ветроэлектростанция мощностью 150 МВт с использованием 60 ветровых турбин. Измерения скорости и направления ветра проводились с помощью ветроизмерительного комплекса. Оптимальный формат ветровой электростанции был вычислен с использованием программного обеспечения WindFarmer от компании «DNV GL» (Норвегия). Проведенный анализ площадки на юго-востоке Республики Татарстан показал хорошее месторасположение площадки под строительство ветроэлектростанции: близкое расположение электрических сетей, отсутствие больших построек и леса. По результатам проведенной оценки сдвига ветра на разных высотах (на уровнях установки анемометров) его показатель составил 0,2. При выборе ветровых турбин для проектируемой ветроэлектростанции были рассчитаны коэффициенты мощности, которые составили, соответственно: 47% – для Siemens Gamesa SG 3.4-132 3.465MW, 45% – для Vestas V126-3.45 HTq и 29% – для Lagerwey L100-2.5 MW. По результатам исследования влияния основных факторов (рельефа местности, средней скорости ветра в исследуемом районе, расстояние до электрических сетей и др.) на выбор площадки под строительство ветроэлектростанции, а также расчету среднего сдвига ветра равного 0,2, было установлено, что условия площадки являются оптимальными для рассматриваемого района. Согласно рассчитанным значениям коэффициента использования мощности, показано, что самое его низкое значение имеет турбина Lagerwey L100 – 2,5 МВт, а у Siemens Gamesa SG 3,4-132 самый высокий коэффициент – 3,465 МВт. С экономической точки зрения высокое значение коэффициента значения мощности не всегда целесообразно, поскольку с повышением мощности турбины растет и ее стоимость.

**Ключевые слова:** возобновляемые источники энергии, ветряная электростанция, сдвиг ветра, конфигурация турбин, компоновка турбин, коэффициент мощности

**Для цитирования:** Алхадж Хассан Ф., Алали Ш., Гайнуллина Л. Р. Повышение эффективности ветровых электростанций // iPolytech Journal. 2022. Т. 26. № 2. С. 217–227. <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-217-227>.

## ENERGY INDUSTRY

Original article

## Increasing the efficiency of wind farms

Fouad Alhajj Hassan<sup>1✉</sup>, Charif Alali<sup>2</sup>, Leysan R. Gainullina<sup>3</sup><sup>1,3</sup>Kazan State Power Engineering University, Kazan, Russia<sup>2</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russia<sup>1</sup>fouadhajj Hassan42@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-4851-425X><sup>2</sup>alali.charif.1@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-8894-4257><sup>3</sup>gainullina7819@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5414-7647>

**Abstract.** This work evaluates variables affecting wind parameters in order to maximally reduce turbulence and trace. In addition, the position of each wind turbine in a farm and the limits of wind turbines are determined in order to

determine an optimal distance between them. To this end, a 150 MW wind farm operating 60 wind turbines was studied. The speed and direction of wind was studied using a wind-measuring installation. An optimal mode of operating a wind farm was calculated using the WindFarmer software produced by DNV GL (Norway). Experiments conducted on a site in the south-east of the Republic of Tatarstan showed its suitability for the construction of a wind power plant: the proximity of electrical networks and the absence of large buildings and forests. The wind shear at different heights (at the levels of anemometers) was found to be 0.2. Wind turbines were selected based on a calculation of power factors, which comprised 47% for Siemens Gamesa SG 3.4-132 3.465MW, 45% for Vestas V126-3.45 HTq and 29% for Lagerwey L100-2.5 MW. The conducted analysis of the main external factors (ground profile, average wind speed, distance to electrical networks, etc.) affecting the selection of an optimal site for a wind power plant, as well as the calculation of an average wind shear of 0.2, confirmed the suitability of the site under study. According to the calculated capacity factor, Lagerwey L100 and Siemens Gamesa SG 3.4-132 turbines showed the lowest (2.5 MW) and highest (3.465 MW) values, respectively. However, from an economic point of view, a balance between the turbine's capacity factor and its cost should be achieved.

**Keywords:** renewable energy sources, wind farm, wind shear, turbine configuration, turbine layout, power factor

**For citation:** Alhajj Hassan F., Alali Ch., Gainullina L. R. Increasing the efficiency of wind farms. *iPolytech Journal*. 2022;26(2):217-227. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/1814-3520-2022-2-217-227>.

## ВВЕДЕНИЕ

В последние годы мировая энергетика столкнулась с дилеммой: спрос на электрическую энергию продолжает расти большими темпами, однако глобальные экологические проблемы приводят к необходимости сокращения выбросов от тепловых и атомных электрических станций. Решение данной проблемы нашлось в использовании возобновляемых источников энергии, в частности энергии ветра. Благодаря государственной политике, стимулирующей использование ветроэнергетики, а также существенному прогрессу технологии производства ветроустановок, наблюдается увеличение спроса на ветровые электростанции.

Для успешной конкуренции на энергетическом рынке системы на основе ветровых турбин должны обеспечивать наиболее эффективную работу в условиях окружающей среды. В этой связи до момента начала строительства ВЭС (ветровой электростанции) необходимыми этапами являются выбор площадки, оценка ветровых ресурсов и возможности подключения к сетям. Выбор ветровых турбин и их рациональное расположение в зависимости от окружающей среды позволит повысить мощность турбин и ВЭС в целом.

## ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

Цель исследования – оценка некоторых переменных, влияющих на параметры ветра, с задачей уменьшения турбулентности и следа в максимально возможной степени; оценка положения каждой ветровой турбины

и исследование пределов ветровых турбин для определения оптимального расстояния между ними.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для строительства ветровой электростанции мощностью 150 МВт с использованием 60 ветровых турбин был проведен анализ площадки на юго-востоке Республики Татарстан. При выборе участка для строительства ветровой электростанции были соблюдены следующие условия: во-первых, площадка должна находиться вдали от любого населенного пункта, чтобы избежать шумовых воздействий; во-вторых, не должно быть высоких зданий, чтобы избежать турбулентности; в-третьих, небольшое расстояние до электрических сетей.

**Доступ к локации.** Экстремальные погодные условия могут помешать доступу к более удаленным объектам, что может повлиять на обслуживание установок. Это может быть зона, подверженная серьезным снежным заносам в зимний период. Получение энергии будет зависеть от эксплуатации установки и ее технического обслуживания [1, 2].

**Расстояние до электрических сетей.** Электрические сети проходят на близком от ветровой электростанции расстоянии. Существующая поблизости электрическая подстанция позволяет снизить стоимость кабелей и снимает вопрос об аккумулировании электрической энергии, что, соответственно, скажется на итоговой стоимости последней [3].

**Влияние лесного массива на поток ветра.** Там, где присутствуют препятствия потоку, например, деревья в непосредственной близости от столба или турбины, очень важно учитывать влияние этих препятствий на модель ветрового потока. Поэтому была принята методология [4, 5], в которой устанавливается взаимосвязь между местной скоростью ветра (рядом с лесным массивом) и скоростью ветра, измеренной вне зоны влияния лесного массива, а также учитываются как площадь, так и высота деревьев зоны лесного хозяйства и растительного покрова.

Для каждой турбины оценивается реальное снижение расчетной высоты ступицы, чтобы понять, как деревья препятствуют ветровому потоку. Определение этих высот зависит от высоты смещения деревьев, близости столба или турбины к деревьям и повторяемости события при соответствующих направлениях ветра.

Там, где это возможно, определяется характерный профиль коэффициента потерь энергии, чтобы представить любые изменения в лесном хозяйстве (из-за ожидаемого расширения деревьев или вырубки) в течение первых десяти лет деятельности ветровой электростанции [6].

Для ветровых электростанций, которые находятся внутри или рядом с лесным хозяйством или зонами деревьев, должно быть рассмотрено влияние того, как расположение или рост деревьев могут измениться через некоторое время, и влияние, которое это (расположение или рост деревьев) окажет на поток ветра над участком, и, таким образом, выработку энергии ветровой электростанцией. Эффект будущей вырубки деревьев, если

он известен, также может нуждаться в исследовании. Эта потеря обычно определяется исходя из визуального осмотра локации [7].

Резкая смена скорости и/или направления ветра (сдвиг ветра) на небольших расстояниях обусловлена наличием многоэтажных строений, гор, лесных массивов и т.п.

К северо-западу от участка находится небольшая посадка. Высота деревьев составляет 8–12 м, постройки отсутствуют.

Для оценки сдвига ветра можно использовать следующее уравнение [8]:

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{v_2}{v_1}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{h_1}\right)}, \quad (1)$$

где  $\alpha$  – сдвиг ветра;  $h_1$  – нижний уровень измерения;  $h_2$  – верхний уровень измерения;  $v_1$  – скорость на нижнем уровне;  $v_2$  – скорость на верхнем уровне [9].

С другой стороны, когда доступен обзор площадки, сдвиг ветра можно оценить в соответствии с табл. 1.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Из табл. 1 определяем согласно описанию площадки, что сдвиг ветра можно оценить как  $\alpha = 0,2$ . В соответствии с описанием площадки, биом (совокупность экосистем одной природно-климатической зоны) вокруг мачты относительно гладкий, поэтому коэффициент сдвига  $\alpha$  относительно невелик, что указывает на незначительные колебания ветра [9, 10].

**Таблица 1.** Значения сдвига ветра  $\alpha$  в соответствии с описанием местности  
**Table 1.** Wind shear values  $\alpha$  according to the topography notes

Описание местности	Показатель сдвига ветра, $\alpha$
Ровный, твердый грунт, озеро или океан	0,1
Низкая трава на необработанном грунте	0,14
Ровная местность с травой высотой в 3 см, иногда с деревьями	0,16
Высокое здание, изгородь, несколько деревьев	0,2
Много деревьев и случайных строений	0,22–0,24
Небольшие поселения и пригород	0,28–0,3
Городские районы с высотными домами	0,4

<sup>4</sup>Глобальный атлас ветров [Электронный ресурс]. URL: <https://globalsolaratlas.info/map> (15.06.2021).

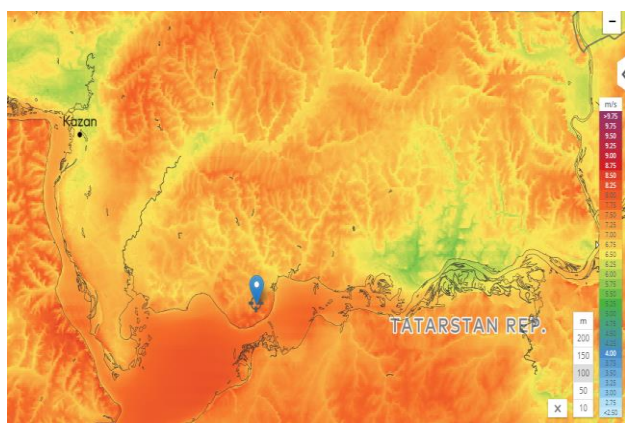


Рис. 1. Карта средней скорости ветра в юго-восточной части Татарстана

Fig. 1. Map of the average wind speed in the southeastern part of Tatarstan

При изучении характеристик ветра в исследуемом районе следует учитывать уже имеющиеся данные. На рис. 1. показана приблизительная средняя скорость ветра в исследуемом районе и прилегающих к нему территорий согласно Атласу<sup>4</sup>.

Как видно из рис. 1, скорость ветра в указанном районе значительно выше по сравнению с другими районами в его границах. Скорость ветра на площадке составила от 7,25 до 8,0 м/с, что позволяет отнести ее ко 2 классу согласно международным стандартам IEC<sup>5</sup>. Однако для строительства ветровой электростанции необходимы дополнительные исследования. Для этого на участке была установлена мачта для записи скорости ветра с июля 2018 г. по июль 2019 г. для оценки выработки энергии.

На рис. 2 показана мачта с датчиками с видом на запад-юго-запад и юг от мачты.

Датчики (анемометры и флюгеры) установлены на разных высотах: анемометры установлены на высотах 99 м, 94,3 м, 72,6 м. В течение года с датчиков снимались показания скорости и направления ветра [11–13].

Используя данные анемометров в уравнении сдвига (1) можно точно рассчитать сдвиг ветра  $\alpha$ .

Уравнение сдвига ветра (1) должно быть

заполнено соответствующими данными, где  $h_1$  – высота нижнего анемометра 94,3 м;  $h_2$  – высота верхнего анемометра 99 м;  $v_1$  – скорость при  $h_1$ ;  $v_2$  – скорость при  $h_2$ .

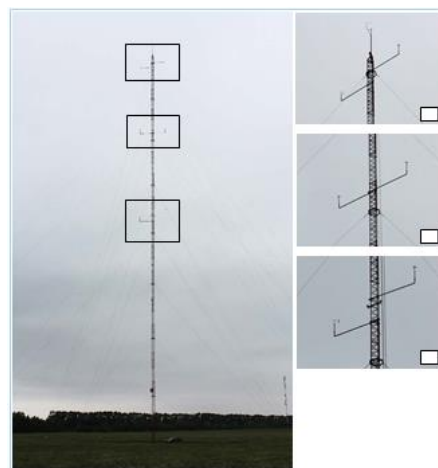


Рис. 2. Фотографии с запада-юго-запада и юга от мачты

Fig. 3. Images from the west-southwest and south of the mast

Далее расчет проводим для анемометров на высотах 72,6 м и 94,3 м.

Затем вычисляется средний сдвиг ветра путем усреднения обоих сдвигов [14].

Графики сдвигов ветра, рассчитанных по измеренным показателям, приведены на рис. 3.

Синяя линия представляет собой средний сдвиг ветра между максимальным и минимальным значениями  $\alpha$ .

Среднее значение рассчитывается для максимального устранения неопределенности.

## ВЫБОР ВЕТРОВЫХ ТУРБИН И ИХ КОМПОНОВКИ

Правильное расположение ветрогенераторов и вспомогательного оборудования является необходимым условием для достижения максимальной мощности, минимизации потерь и обеспечения безопасности ветропарка<sup>6</sup> [15, 16].

<sup>5</sup>International standard IEC 61400-2. 2006. [Электронный ресурс]. URL: [https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec61400-2%7Bed2.0%7Den\\_d.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61400-2%7Bed2.0%7Den_d.pdf) (10.07.2021).

<sup>6</sup>Правильное расположение ветрогенератора // Helios House [Электронный ресурс]. URL: <https://www.helios-house.ru/pravilnoe-rasplozhenie-vetrogeneratora.html> (15.04.2021).



Рис. 3. Графики максимального, минимального и среднемесячного сдвигов ветра  
 Fig. 3. Graphs of maximum, minimum and average monthly wind shear

Таблица 2. Параметры предлагаемых моделей турбин  
 Table 2. Parameters of the proposed turbine models

Турбина	Номинальная мощность, МВт	Высота ступицы, м	Плотность воздуха, кг/м <sup>3</sup>	Диапазон рабочих температур, °C
Siemens Gamesa SG 3,4-132 3,465 МВт	3,465	97	1,24	-20 ... +40
Vestas V126-3,45 МВт НТq	3,45	87	1,25	-20 ... +45
Lagerwey L100-2,5 МВт	2,52	99	1,225	-30 ... +30

В табл. 2 представлены модели турбин для данного проекта [17].

Формат ветровой электростанции был структурирован с целью максимального увеличения выработки энергии. Была выбрана единая компоновка ветровой электростанции для турбины Siemens Gamesa SG 3.4-132 мощностью 3,465 МВт, поскольку данная турбина имеет самый большой диаметр ротора из рассматриваемых турбин. Для сравнительного анализа с двумя другими турбинами была использована та же компоновка.

Оптимальный формат ветровой электростанции был вычислен с использованием программного обеспечения WindFarmer от DNV GL.

Для оптимизации формата были использованы сопутствующие ограничения для турбины Siemens Gamesa SG 3.4-132 3.465 МВт [18]:

1) при преобладающих направлениях ветра расстояние между турбинами должно быть в 6 раз больше диаметра ротора турбины;

2) при непреобладающих направлениях ветра расстояние между турбинами должно быть в 4 раза больше диаметра ротора турбины;

3) эллиптическое ограничение используется на основе вышеуказанных критериев;

4) уклон местности ниже 10°;

5) отступное расстояние 300 м от границы площадки;

6) дальнейшие расстояния понижения (следующие территориальные ограничения):

- 50 м от грунтовых внутренних дорог и 200 м от основных дорог;
- 100 м от акватории;
- 200 м от высоковольтных линий;
- 300 м от лесничества.



Карта участка с указанием исключенных зон и разрешенных площадей для размещения ветровых турбин представлена на рис. 4.

Часть турбинных площадок располагается в ближней зоне деревьев высотой до 12 м. Высота этих деревьев значительно меньше предлагаемой высоты ступицы, и вероятность повышенной турбулентности мала.

### КОНФИГУРАЦИИ ТУРБИН

Следующая компоновка была спроектирована с учетом 60 мест размещения турбин (табл. 3) [19].

Мощность, выдаваемая ветровой турбиной, представлена кривой мощности, на которой устанавливается связь между скоростью ветра и производимой мощностью.

Каждая ветровая турбина имеет свою собственную конфигурацию, которая представляет мощность, достигаемую при заданных скоростях ветра. Готовность турбин предполагается 100% (без потерь из-за простоев, обледенения, потерь трансформатора, эффектов парковки и т. д.).

Взаимосвязь между скоростью ветра и мощностью определяется кривой мощности, которая уникальна для каждой модели турбины [20].

Графики на рис. 5–7 иллюстрируют кривую мощности ветровых турбин Siemens Gamesa SG3.4-132, 3.465MW, Vestas V126-3.45 HTq и Vestas V126-3.45 HTq, соответственно.



Рис. 4. Исключенные зоны и разрешенная территория для размещения ветровых турбин на территории ветровой электростанции:

метеорологическая мачта; — граница участка; [шaded box] зона отчуждения  
Fig. 4. Excluded zones and the territory allowed for wind turbine placement on the territory of a wind farm:

meteorological mast; — site border; [shaded box] exclusion zone

Таблица 3. Конфигурации компоновки турбины  
 Table 3. Turbine layout configurations

Идентификатор конфигурации	Тип турбины	Высота ступицы, м	Количество турбин	Номинальная мощность, МВт
1	Siemens Gamesa SG 3.4-132 3.465 MW	97	60	207,9
2	Vestas V126-3.45 MW HTq	87	60	207
3	Lagerwey L100-2.5 MW	99	60	150

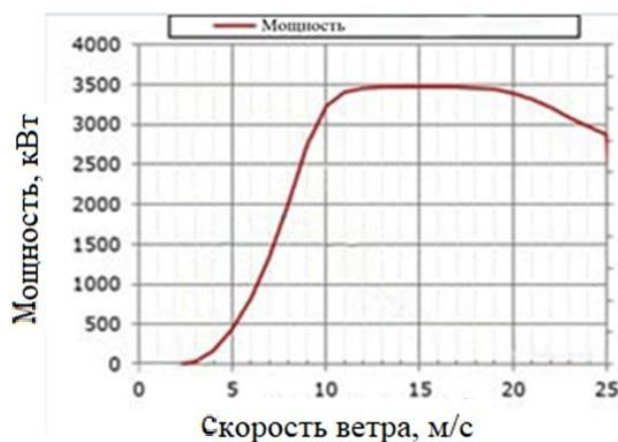


Рис. 5. График кривой мощности турбины Siemens Gamesa SG3.4-132, 3,465 МВт  
 Fig. 5. Graph of the Siemens Gamesa SG3.4-132 turbine power curve, 3,465 MW



Рис. 6. График кривой мощности турбины Vestas V126-3.45 HTq  
 Fig. 6. Graph of the Vestas V126-3.45 HTQ turbine power curve

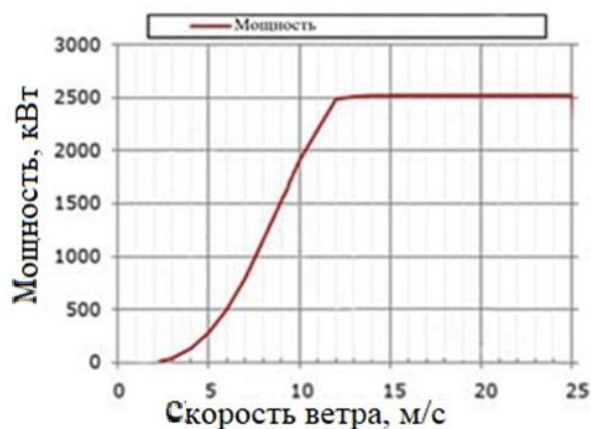


Рис. 7. График кривой мощности турбины Lagerwey L100-2.5  
 Fig. 7. Graph of the Lagerwey L100-2.5 turbine power curve

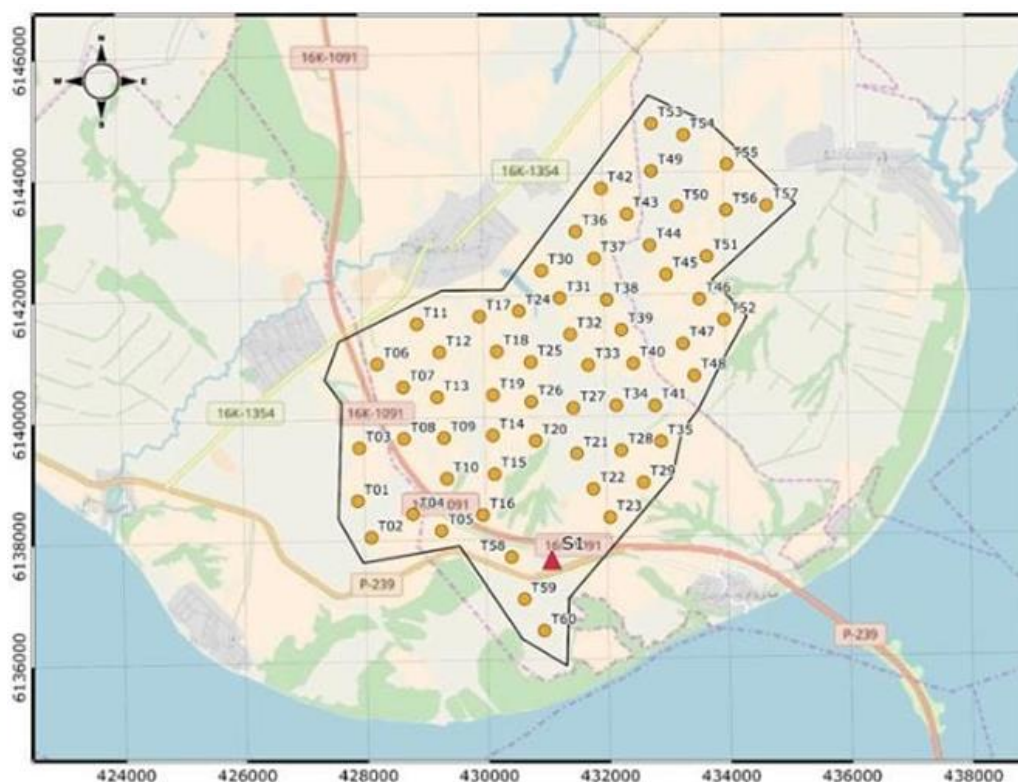


Рис. 8. Карта ветропарка с указанием расположения мачты и проектируемой компоновки турбин:  
метеорологическая мачта; — граница участка; ● турбины

Fig. 8. Map of the windpark with indicated location of the mast and designed layout of turbines:  
meteorological mast; — site border; ● turbines

Карта участка, показывающая проектируемую компоновку турбин и место измерения ветра, представлена на рис. 8.

### КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ

Используя уравнение коэффициента мощности (2), можно определить наиболее подходящую турбину:

$$CF = \frac{E_{actual}}{E_{ideal}}, \quad (2)$$

где  $E_{actual}$  – это реальная мощность (фактическая), вырабатываемая турбиной при определенных данных;  $E_{ideal}$  – максимальная мощность (идеальная), которая может быть выработана турбиной.

Фактическая энергия рассчитывается путем умножения фактической скорости ветра на мощность, относящуюся к каждой скорости.

Эту мощность можно измерить, используя кривую мощности каждой ветровой турбины [21].

Идеальная энергия рассчитывается путем умножения максимальной достигнутой скорости ветра на номинальную мощность.

Расчет производится для каждой предлагаемой ветровой турбины.

Siemens Gamesa SG 3.4-132 3.465MW:

$E_{actual} = 14,287,966.61$  МВт;

$E_{ideal} = 30,353,330.70$  МВт.

Таким образом, коэффициент использования мощности  $CF = 47\%$ .

CF Vestas V126-3.45 HTq:

$E_{actual} = 13,507,385.38$  МВт;

$E_{ideal} = 30,221,931.00$  МВт.

Таким образом, коэффициент использования мощности  $CF = 45\%$ .

CF Lagerwey L100-2.5 MW:

$E_{actual} = 8,825,895.03$  МВт;

$E_{ideal} = 30,353,330.70$  МВт.

Таким образом, коэффициент использования мощности  $CF = 29\%$ .

Коэффициент мощности для всех предложенных турбин, соответственно, считается действительно хорошим. CF для Lagerwey



L100-2,5 МВт имеет самое низкое значение, а для Siemens Gamesa SG 3,4-132 3,465 МВт – самое высокое. Однако с экономической точки зрения более низкое значение CF по сравнению с более высоким значением может оказаться целесообразнее, поскольку инвестиции в ветряную электростанцию с учетом цены турбины в этом случае могут значительно превысить прибыль.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен анализ площадки на юго-востоке Республики Татарстан для строительства ветровой электростанции мощностью 150 МВт с использованием 60 ветровых турбин.

2. Было проведено исследование местно-

сти расположения площадки под строительство ВЭС с целью уменьшения турбулентности и следа в максимально возможной степени.

3. Для учета и устранения неопределенностей была проведена оценка сдвига ветра на разных высотах.

4. При выборе ветровых турбин и их рационального расположения были рассмотрены и исследованы пределы ветровых турбин для определения расстояния между ними и оценки положения каждой ветровой турбины.

5. С экономической точки зрения при выборе ветровых турбин целесообразно учитывать не только коэффициент мощности, но и инвестиции в ветряную электростанцию с учетом стоимости турбин.

## Список источников

1. Alzakkar A., Hassan F. A., Mestnikov N. Support of frequency stability in electrical power system at voltage 400 kV in Syria // *Advances in Automation II. RusAutoCon 2020. Lecture Notes in Electrical Engineering* / eds. A. A. Radionov, V. R. Gasiyarov. Cham: Springer, 2020. Vol. 729. P. 891–902. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-71119-1\\_86](https://doi.org/10.1007/978-3-030-71119-1_86).
2. Costa A. M., Orosa J. A., Vergara D., Fernandez-Arias P. New tendencies in wind energy operation and maintenance // *Applied Sciences*. 2021. Vol. 11. Iss. 4. P. 1386. <https://doi.org/10.3390/app11041386>.
3. Van Haaren R., Fthenakis V. GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA): evaluating the case for New York State // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011. Vol. 15. Iss. 7. P. 3332–3340. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.010>.
4. Heisler G. M. Mean wind speed below building height in residential neighbourhoods with different tree densities // *Scientific Journal*. 1990. Vol. 96. Iss. 1. P. 1389–1396.
5. Алали Ш., Алхадж Хассан Ф., Гайнуллина Л. Р. Разработка портативного электромиографа для фиксации биоэлектрических потенциалов, возникающих в мышцах // *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника*. 2022. Vol. 22. Iss. 2. С. 87–95. <http://dx.doi.org/10.14529/ctcr220208>.
6. Blaabjerg F., Iov F., Kerekes T., Teodorescu R. Trends in power electronics and control of renewable energy systems // *Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference*. 2010. <https://doi.org/10.1109/EPEPEMC.2010.5606696>.
7. Gao Cheng-kang, Na Hong-ming, Song Kai-hui, Dyer N., Tian Fan, Xu Qing-jiang, et al. Environmental impact analysis of power generation from biomass and wind farms in different locations // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 102. P. 307–317. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.018>.
8. Firtin E., Guler O., Akdag S. A. Investigation of wind shear coefficients and their effect on electrical energy generation // *Applied Energy*. 2011. Vol. 88. Iss. 11. P. 4097–4105. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.025>.
9. Hassan F. A., Sidorov A. Study of power system stability: Matlab program processing data from Zahran power plant (Beirut, Lebanon) // *International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019: E3S Web of Conferences*. 2019. Vol. 124. P. 05011. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912405011>.
10. Епринцев С. А., Шекоян С. В. Анализ природного каркаса города Воронежа как фактора формирования микроклиматических условий // *Глобальные климатические изменения: региональные эффекты, модели, прогнозы: матер. Междунар. науч.-практ. конф. (г. Воронеж, 3–5 октября 2019 г.)*. Воронеж, 2019. Т. 2. С. 230–234.
11. Nasryov R. R., Aljendy R. I., Kherbek T. Study and analysis of power quality situation in electrical power network. Case study: Lattakia – Syria // *IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering*. 2018. <https://doi.org/10.1109/EIConRus.2018.8317193>.
12. Almohammed O. A. M., Timerbaev N. F., Ahmad B. I. Heat pump application for water distillation // *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies*. 2019. <https://doi.org/10.1109/fareastcon.2019.8934168>.
13. Hassan F. A. Multi-criteria approach and wind farm site selection analysis for improving power efficiency // *Journal of Human, Earth and Future*. 2020. Vol. 1. No. 2. P. 60–70. <https://doi.org/10.28991/HEF-2020-01-02-02>.
14. Zhang Ying, Guo Jianping, Yang Yuanjian, Wang Yu, Yim S. H. L. Vertical wind shear modulates particulate

matter pollutions: a perspective from radar wind profiler observations in Beijing // *Remote Sensing*. 2020. Vol. 12. Iss. 3. P. 546. <https://doi.org/10.3390/rs12030546>.

15. Medjber A., Guessoum A., Belmili H., Mellit A. New neural network and fuzzy logic controllers to monitor maximum power for wind energy conversion system // *Energy*. 2016. Vol. 106. P. 137–146. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.026>.

16. Wen Binrong, Wei Sha, Wei Kexiang, Yang Wenxian, Peng Zhike, Chu Fulei. Power fluctuation and power loss of wind turbines due to wind shear and tower shadow // *Frontiers of Mechanical Engineering*. 2017. Vol. 12. Iss. 3. P. 321–332. <https://doi.org/10.1007/s11465-017-0434-1>.

17. Mehdizadeh S. M., Alibeiki E., Khosravi A. Modelling and control of 6MG Siemens wind turbine blades angle and rotor speed // *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2019. Vol. 11. Iss. 1. P. 80–100. <https://doi.org/10.15676/ijeei.2019.11.1.5>.

18. Ali N., Hamilton N., DeLucia D., Cal R. B. Assessing

spacing impact on coherent features in a wind turbine array boundary layer // *Wind Energy Science*. 2018. Vol. 3. Iss. 1. P. 43–56. <https://doi.org/10.5194/wes-3-43-2018>.

19. Hassan F. A., Mahmoud M., Almohammed O. A. M. Analysis of the generated output energy by different types of wind turbines // *Journal of Human, Earth and Future*. 2020. Vol. 1. No. 4. P. 181–187. <https://doi.org/10.28991/HEF-2020-01-04-03>.

20. Ray M. L., Rogers A. L., McGowan J. G. Analysis of wind shear models and trends in different terrain // *University of Massachusetts*, 2006. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.researchgate.net/publication/251965566\\_Analysis\\_of\\_wind\\_shear\\_models\\_and\\_trends\\_in\\_different\\_terrain](https://www.researchgate.net/publication/251965566_Analysis_of_wind_shear_models_and_trends_in_different_terrain) (14.04.2021).

21. Pandit R. K., Infield D., Kolios A. Gaussian process power curve models incorporating wind turbine operational variables // *Energy Reports*. 2020. Vol. 6. P. 1658–1669. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.06.018>.

## References

1. Alzakkar A., Hassan F. A., Mestnikov N. Support of frequency stability in electrical power system at voltage 400 kV in Syria. In: Radionov A. A., Gasiyarov V. R. (eds.). *Advances in Automation II. RusAutoCon 2020. Lecture Notes in Electrical Engineering*. Cham: Springer; 2020, vol. 729, p. 891–902. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-71119-1\\_86](https://doi.org/10.1007/978-3-030-71119-1_86).

2. Costa A. M., Orosa J. A., Vergara D., Fernandez-Arias P. New tendencies in wind energy operation and maintenance. *Applied Sciences*. 2021;11(4):1386. <https://doi.org/10.3390/app11041386>.

3. Van Haaren R., Fthenakis V. GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA): evaluating the case for New York State. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011;15(7):3332–3340. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.010>.

4. Heisler G. M. Mean wind speed below building height in residential neighbourhoods with different tree densities. *Scientific Journal*. 1990;96(1):1389–1396.

5. Alali Ch., Alhajj Hassan F., Gainullina L.R. Development of a portable electromyograph for fixing bioelectric potentials arising in muscles. *Razrabotka portativnogo elektromiografa dlya fiksatsii bioelektricheskikh potentsialov, voznikayushchikh v myshtsakh* // *Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Komp'yuternyye tekhnologii, upravleniye, radioelektronika* = Bulletin of the South Ural State University. Series: Computer Technologies, Control, Radio Electronics. 2022. Vol. 22. Iss. 2. C. 87–95. <http://dx.doi.org/10.14529/ctcr220208>. (In Russ.).

6. Blaabjerg F., Iov F., Kerekes T., Teodorescu R. Trends in power electronics and control of renewable energy systems. In: *Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference*. 2010. <https://doi.org/10.1109/EPEPMC.2010.5606696>.

7. Gao Cheng-kang, Na Hong-ming, Song Kai-hui, Dyer N., Tian Fan, Xu Qing-jiang, et al. Environmental impact analysis of power generation from biomass and wind

farms in different locations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019;102:307–317. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.018>.

8. Firtin E., Guler O., Akdag S. A. Investigation of wind shear coefficients and their effect on electrical energy generation. *Applied Energy*. 2011;88(11):4097–4105. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.05.025>.

9. Hassan F. A., Sidorov A. Study of power system stability: Matlab program processing data from Zahran power plant (Beirut, Lebanon). In: *International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019: E3S Web of Conferences*. 2019;124:05011. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912405011>.

10. Eprintsev S. A., Shekoyan S. V. Analysis of the natural frame of Voronezh city as a formation factor of microclimatic conditions. *Global'nye klimaticheskie izmeneniya: regional'nye efekty, modeli, prognozy: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferencii = Global climate change: regional effects, models, forecasts: proceedings of the International scientific and practical conference*. 3–5 October 2019, Voronezh. Voronezh; 2019, vol. 2, p. 230–234. (In Russ.).

11. Nasyrov R. R., Aljendy R. I., Kherbek T. Study and analysis of power quality situation in electrical power network. Case study: Lattakia – Syria. In: *IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering*. 2018. <https://doi.org/10.1109/EIConRus.2018.8317193>.

12. Almohammed O. A. M., Timerbaev N. F., Ahmad B. I. Heat pump application for water distillation. In: *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies*. 2019. <https://doi.org/10.1109/fareastcon.2019.8934168>.

13. Hassan F. A. Multi-criteria approach and wind farm site selection analysis for improving power efficiency. *Journal of Human, Earth and Future*. 2020;1(2):60–70. <https://doi.org/10.28991/HEF-2020-01-02-02>.

14. Zhang Ying, Guo Jianping, Yang Yuanjian, Wang Yu,

Yim S. H. L. Vertical wind shear modulates particulate matter pollutions: a perspective from radar wind profiler observations in Beijing. *Remote Sensing*. 2020;12(3):546. <https://doi.org/10.3390/rs12030546>.

15. Medjber A., Guessoum A., Belmili H., Mellit A. New neural network and fuzzy logic controllers to monitor maximum power for wind energy conversion system. *Energy*. 2016;106:137-146.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.026>.

16. Wen Binrong, Wei Sha, Wei Kexiang, Yang Wenxian, Peng Zhike, Chu Fulei. Power fluctuation and power loss of wind turbines due to wind shear and tower shadow. *Frontiers of Mechanical Engineering*. 2017;12(3):321-332. <https://doi.org/10.1007/s11465-017-0434-1>.

17. Mehdizadeh S. M., Alibeiki E., Khosravi A. Modelling and control of 6MW Siemens wind turbine blades angle and rotor speed. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2019;11(1):80-100. <https://doi.org/10.15676/ijeei.2019.11.1.5>.

18. Ali N., Hamilton N., DeLucia D., Cal R. B. Assessing spacing impact on coherent features in a wind turbine array boundary layer. *Wind Energy Science*. 2018;3(1):43-56. <https://doi.org/10.5194/wes-3-43-2018>.

19. Hassan F. A., Mahmoud M., Almohammed O. A. M. Analysis of the generated output energy by different types of wind turbines. *Journal of Human, Earth and Future*. 2020;1(4):181-187. <https://doi.org/10.28991/HEF-2020-01-04-03>.

20. Ray M. L., Rogers A. L., McGowan J. G. Analysis of wind shear models and trends in different terrain. In: *University of Massachusetts*, 2006. Available from: [https://www.researchgate.net/publication/251965566\\_Analysis\\_of\\_wind\\_shear\\_models\\_and\\_trends\\_in\\_different\\_terrain](https://www.researchgate.net/publication/251965566_Analysis_of_wind_shear_models_and_trends_in_different_terrain) [Accessed 14th April 2021].

21. Pandit R. K., Infield D., Kolios A. Gaussian process power curve models incorporating wind turbine operational variables. *Energy Reports*. 2020;6:1658-1669. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.06.018>.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

### Алхадж Хассан Фуад,

аспирант,  
Казанский государственный энергетический университет,  
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51, Россия

### Алали Шариф,

магистрант,  
Казанский федеральный университет,  
420008, г. Казань, ул. Сайдашева, 12, Россия

### Гайнуллина Лейсан Раисовна,

кандидат технических наук,  
доцент кафедры «Возобновляемые источники энергии»,  
Казанский государственный энергетический университет,  
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51, Россия

## Вклад авторов

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

## Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.*

## Информация о статье

Статья поступила в редакцию 21.02.2022; одобрена после рецензирования 27.04.2022; принята к публикации 30.05.2022.

## INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

### Fouad Alhajj Hassan,

Postgraduate Student,  
Kazan State Power Engineering University,  
51 Krasnoselskaya St., Kazan 420066, Russia

### Charif Alali,

Master's Degree Student,  
Kazan Federal University,  
12 Saydashev St., Kazan 420008, Russia

### Leysan R. Gainullina,

Cand. Sci. (Eng.),  
Associate Professor of the Department of Renewable Energy Sources,  
Kazan State Power Engineering University,  
51 Krasnoselskaya St., Kazan 420066, Russia

## Contribution of the authors

The authors contributed equally to the preparation of the article.

## Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

*The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.*

## Information about the article

The article was submitted 21.02.2022; approved after reviewing 27.04.2022; accepted for publication 30.05.2022.