

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ИННОВАЦИОННЫЙ ЕВРАЗИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

МАГИСТРАТУРА

Кафедра «Электроэнергетика»

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ
СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ КАЗАХСТАНА**

6М071800 «Электроэнергетика»

Магистрант _____ К.М. Алтыбасаров
(подпись, дата)

Научный руководитель
к.т.н., профессор _____ В.Ю. Мельников
(подпись, дата)

Допущен к защите:
зав. кафедрой
д.т.н., профессор _____ Е.В. Иванова
(подпись, дата)

Павлодар 2013

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Ветровой потенциал северного региона Республики Казахстан	13
1.1 Атмосферный пограничный слой и основные характеристики ветрового потока	13
1.1.1 Атмосферный пограничный слой	14
1.1.2 Скорость ветра	15
1.1.3 Направление ветра	16
1.1.4 Вертикальный профиль ветра	16
1.1.5 Интенсивность турбулентности	17
1.1.6 Экстремальная скорость ветра	18
1.2 Оценка ветрового потенциала северных регионов Казахстана	18
1.2.1 Методы оценки ветрового потенциала	19
1.2.2 Оценка ветрового потенциала в районе города Ерейментау (Акмолинская область)	25
1.2.3 Оценка ветрового потенциала в районе поселка Боровской (Костанайская обл.)	34
1.2.4 Оценка ветрового потенциала в районе города Павлодар (Павлодарская область)	40
Выводы	41
2 Ветроэлектрическая установка для северных регионов Республики Казахстан	43
2.1 Обзор и классификация современных ВЭУ основных мировых производителей	43
2.1.1 Концепции ВЭУ	43
2.1.2 Современное состояние и тенденции рынка ВЭУ	49
2.2 Исследование единичной мощности ВЭУ для условий Северного Казахстана	50
2.2.1 Выбор концепции, конфигурации компоновки ВЭУ и типа генератора	
2.2.2 Выбор класса ВЭУ по условиям соответствия исследованным площадкам размещения	50
2.2.2.1 Расчет базовой и экстремальной скорости ветра	52
2.2.2.2 Выбор класса ВЭУ для исследованных площадок	55
2.2.3 Оценка средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности ВЭУ	57
2.2.3.1 Методы оценки вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности ВЭУ	59
2.2.3.2 Моделирование кривой мощности исследуемых ВЭУ	60
2.2.3.3 Расчет средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности исследуемых ВЭУ	61
2.2.4 Влияние высоты оси ветроколеса и длины лопастей ВЭУ на удельную	63

вырабатываемую мощность	65
Выводы	68
3 Ветроэлектрическая система для северных регионов Республики Казахстан	70
3.1 Выбор количества и расположения ВЭУ на территории ВЭС	70
3.2 Связь ВЭС с потребителями и электроэнергетической системой	74
3.3 Балансирование мощности в энергосистеме с использованием функции ВЭС как регулятора вырабатываемой мощности	76
3.4 Эффект от аккумулирования энергии в энергосистеме Северного Казахстана с действующими ВЭС	82
Выводы	88
Заключение	90
Список использованных источников	92
Приложения	96

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты

ГОСТ Р 51237-98 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения

IEC 61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements (Second edition)

IEC 61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements (Third edition 2005-08)

IEC 61400-12 Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines (1 ed1.0 2005-12)

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей диссертации применяют следующие термины с соответствующими определениями

средняя годовая скорость ветра (V_{ave}) – скорость ветра, усредненная согласно определению среднегодового значения (IEC 61400-1)

Примечание. Средняя скорость ветра за год в конкретной местности, определяемая для заданной высоты над уровнем земной поверхности (ГОСТ 51237-98)

тормоз (ВЭУ) – устройство, способное снижать скорость ветроколеса или останавливать его вращение

Примечание. Тормоз может приводиться в действие аэродинамическим методом, иметь механический или электрический привод (IEC 61400-1)

сложный ландшафт – окружающий ландшафт, который имеет существенные изменения рельефа и препятствия на поверхности земли, которые могут вызвать искажение течения воздушного потока (IEC 61400-1)

минимальная рабочая скорость ветра (V_{in}) – самая низкая скорость ветра на высоте оси ветроколеса, при которой ВЭУ начинает вырабатывать электроэнергию в случае устойчивого потока ветра без турбулентности (IEC 61400-1)

максимальная рабочая скорость ветра (V_{out}) – самая высокая скорость ветра на высоте оси ветроколеса, на которую рассчитана ВЭУ и при которой она вырабатывает электроэнергию в случае устойчивого потока ветра без турбулентности (IEC 61400-1)

Примечание. Скорость ветра, при которой расчетная прочность ВЭУ позволяет производить электроэнергию без повреждений (ГОСТ 51237-98)

аварийный останов (ВЭУ) – быстрая остановка ВЭУ, последовавшая в результате включения функций защиты или ручного вмешательства (IEC 61400-1)

экстремальная скорость ветра – величина самой высокой скорости ветра, усредненной за период t с, с ежегодной вероятностью превышения $1/N$ ("период повторяемости" - N лет)

Примечание. Периоды повторяемости $N = 50$ лет и $N = 1$ -год и интервалы времени, для которых определяется среднее значение, составляют $t = 3$ с и $t = 10$ минут. Часто используется широко известный, но менее точный термин – «скорость выживания». При проектировании ВЭУ используются экстремальные скорости ветра для определения расчетной нагрузки (IEC 61400-1)

порыв ветра – внезапное изменение скорости ветра

Примечание. Порыв ветра может быть охарактеризован временем нарастания, амплитудой и продолжительностью (IEC 61400-1)

горизонтально-осевая ВЭУ – ВЭУ, у которой ось ветроколеса расположена параллельно или почти параллельно вектору скорости ветра (IEC 61400-1)

ступица (втулка) (ВЭУ) – устройство, с помощью которого осуществляется фиксация лопастей ветроколеса или их сборочных единиц, на валу ветроколеса (IEC 61400-1)

высота оси (ВЭУ) (Z_{hub}) – высота центра ометаемой площади ветроколеса ВЭУ над поверхностью земли (см. ометаемая площадь) (IEC 61400-1)

простой (ВЭУ) – состояние ВЭУ, при котором она медленно вращается, не производя электроэнергии (IEC 61400-1)

средняя скорость ветра – среднестатистическое мгновенных значений скорости ветра, осредненных на заданном периоде времени, продолжительность которого может меняться от нескольких секунд до многих лет (IEC 61400-1)

гондола – помещение, расположенное на верху башни горизонтально-осевой ВЭУ, в котором находится трансмиссия и другие элементы (IEC 61400-1)

Примечание. Составная часть ветроагрегата с горизонтально-осевым ветродвигателем, в котором размещены элементы опор ВК, СПМ, СГЭЭ, система ориентации ВК на направление ветра и другие элементы ветродвигателя (ГОСТ 51237-98)

запаркованная ВЭУ – состояние ВЭУ, при котором она либо стоит неподвижно, либо совершает холостой ход (зависит от конструкции ВЭУ) (IEC 61400-1)

номинальная скорость ветра (V_r) – минимальная скорость ветра на высоте оси ветроколеса, при которой достигается номинальная мощность ВЭУ в случае устойчивого набегающего воздушного потока без турбулентности (IEC 61400-1)

распределения Рэля (P_R) – функция распределения вероятности, см. п. распределение скорости ветра (IEC 61400-1)

базовая скорость ветра (V_{ref}) – основная характеристика скорости ветра, используемая для классификации ВЭУ. Остальные, влияющие на конструкцию климатические параметры, выводятся из базовой скорости и прочих основных параметров, определяемых классом принадлежности ВЭУ

Примечание. ВЭУ, принадлежащая к классу ВЭУ с базовой скоростью V_{ref} , должна выдерживать климатические условия, в которых экстремальная средняя за 10-минутный интервал скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет на высоте оси ветроколеса меньше или равна V_{ref} (IEC 61400-1)

шероховатость поверхности (Z_o) – экстраполированная высота, на которой средняя скорость ветра становится равной нулю в предположении, что профиль изменения ветра по высоте подчиняется логарифмическому закону (IEC 61400-1)

сведения о площадке – данные, относящиеся к площадке размещения ВЭУ и описывающие окружающую среду, сейсмические особенности, химические и механические свойства слагающих грунтов, особенности сети подключения. Сведения, описывающие ветровой поток, должны быть статистическими данными с 10 – минутной выборкой, если не задан иной интервал (IEC 61400-1)

опорная (несущая) конструкция (ВЭУ) – часть ВЭУ, включающая башню и фундамент (IEC 61400-1)

ометаемая площадь – площадь проекции поверхности, которую описывает ветроколесо за один полный оборот, на плоскость, перпендикулярную направлению ветрового потока (IEC 61400-1)

интенсивность турбулентности (I) – отношение среднеквадратичного отклонения скорости ветра к средней скорости ветра, определенной из того же самого набора выборок измеренных данных скорости ветра, которое берется за указанный период времени (IEC 61400-1)

среднеквадратичное отклонение турбулентности (σ_1) – среднеквадратичное отклонение продольной составляющей турбулентной скорости ветра на высоте оси ветроколеса (IEC 61400-1)

Распределение Вейбулла (P_w) – вероятностная функция распределения, см. п. распределение скорости ветра (IEC 61400-1)

ветроэлектростанция, ветропарк – группа или группы ВЭУ, обычно называемые ветропарком (IEC 61400-1)

вертикальный профиль ветра – закон сдвига ветра – математическое выражение для предполагаемого изменения скорости ветра по высоте над землей. Обычно используемые профили описываются логарифмическими зависимостями или показательными функциями (IEC 61400-1)

Примечание. Зависимость скорости ветра по высоте в приземном слое, определяемая для конкретной местности на основе измерений скорости ветра на различной высоте относительно земной поверхности (*ГОСТ 51237*)

распределение скорости ветра – вероятностная функция распределения, используемая для описания распределения скоростей ветра за продолжительный период времени. Наиболее часто используют функцию Рэлея $P_R(V_0)$ и функцию распределения Вейбулла $P_w(V_0)$ (IEC 61400-1)

сдвиг ветра – изменение скорости ветра в плоскости, перпендикулярной направлению ветра (IEC 61400-1)

показатель степени кривой сдвига (α) – также известный как показатель степени закона распределения (IEC 61400-1)

абсолютная величина вектора скорости ветра (V) – скорость ветра для заданной точки в пространстве – это скорость движения элементарного количества воздуха, окружающего указанную точку (IEC 61400-1)

ветроэлектрическая установка (ВЭУ) – система, которая преобразовывает кинетическую энергию ветра в электрическую энергию (IEC 61400-1)

площадка для размещения ВЭУ – место, определенное для установки одной отдельно взятой ВЭУ или территория в пределах ветропарка (IEC 61400-1)

вектор скорости ветра – вектор, указывающий направление движения элементарного объема воздуха, окружающего рассматриваемую точку. Величина вектора равна скорости движения этого элементарного объема воздуха (то есть локальной скорости ветра)

Примечание. Вектор скорости в любой точке, таким образом, является производной по времени от вектора положения элементарного объема воздуха, перемещающегося через рассматриваемую точку (IEC 61400-1)

stall control – фиксированный угол наклона лопастей, пассивный способ регулирования мощности

pitch control – активный способ регулирования мощности, который предполагает, что лопасти могут поворачиваться вокруг своей продольной оси от ветра, или на ветер (изменяя угол атаки)

active stall control – обозначает, что фиксированный угол наклона лопасти активно управляется, совершая лопастями движение тангажа, для регулирования мощности

В настоящей диссертации применяют следующие обозначения (IEC 61400-1)

C_{ST}	корректирующий множитель для учета турбулентности, вызванной сложным ландшафтом
C_T	коэффициент тяги
D	диаметр ветроколеса (м)
f	частота (s^{-1})
I_{ref}	ожидаемое значение интенсивности турбулентности воздушного потока при средней скорости 15 м/с, определенной на 10-ти минутном интервале, на высоте оси ветроколеса (-)
I_{eff}	эффективная интенсивность турбулентности (-)
k	параметр формы функции распределения Вейбулла (-)
N	период повторяемости экстремальных ситуаций (год)
$P_R(V_0)$	вероятностная функция распределения Рэлея, то есть вероятность того, что $V < V_0$ (-)
$P_W(V_0)$	вероятностная функция распределения Вейбулла (-)
r	величина проекции вектора разделения (м)
T	собственное значение времени порыва (с)
t	время (с)
V	скорость ветра (м/с)
$V(z)$	скорость ветра на высоте Z над уровнем земли (м/с)
V_{ave}	среднее значение скорости ветра (м/с)
V_{eN}	ожидаемая экстремальная скорость ветра (средняя за три секунды) с периодом повторяемости N лет. V_{e1} и V_{e50} с периодами повторяемости 1 год и 50 лет соответственно (м/с)
V_{gust}	величина скорости порыва ветра на высоте оси ветроколеса (м/с)
V_{hub}	скорость набегающего воздушного потока на высоте оси ветроколеса (м/с)
V_{in}	минимальная рабочая скорость ветра (м/с)
V_0	предельная величина скорости ветра в модели распределения скорости ветра (м/с)
V_{out}	максимальная рабочая скорость ветра (м/с)
V_r	номинальная скорость ветра (м/с)
V_{ref}	базовая скорость ветра (м/с)
$V(y, z, t)$	продольная составляющая вектора скорости, описывающая

	переходный процесс для горизонтального сдвига (m/c)
Z_{hub}	высота оси ветроколеса над поверхностью земли (m)
Z_r	базовая высота над уровнем земли (m)
Z_0	параметр шероховатости подстилающей поверхности для построения логарифмического профиля ветра (m)
α	показатель степени кривой профиля ветра (-)
σ	расчетное среднеквадратичное отклонение турбулентности набегающего воздушного потока (дисперсия) (m/c)
σ_{eff}	эффективное расчетное среднеквадратичное отклонение турбулентности набегающего воздушного потока (дисперсия) (m/c)
σ_{wake}	среднеквадратичное отклонение турбулентности, вызванной спутной струей (m/c)
σ_1	среднеквадратическое отклонение продольной составляющей скорости ветра (дисперсия) (m/c)

В настоящей диссертации применяют следующие сокращения

ВЭУ	ветроэлектрическая установка
ВЭС	ветроэлектрическая станция
SCIG	асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором
WRIG	асинхронный генератор с фазным ротором
PMSG	генератор на постоянных магнитах с переменной скоростью вращения
WRSG	синхронный генератор с фазным ротором
DFIG	асинхронный генератор двойного питания (асинхронизированный генератор);
DDSG	синхронный генератор прямого привода (безредукторный), с постоянным током возбуждения
DDPM	генератор прямого привода на постоянных магнитах
ЭДС	электродвижущая сила
РЭК	распределительная электросетевая компания

В диссертации применяются традиционно используемые в литературе по электроэнергетике единицы измерения: A , kA , B , kB , Om , kBm , MBm , $Гц$, $kBm/ч$.

ВВЕДЕНИЕ

В Казахстане в рамках проекта ПРООН была проведена работа по мониторингу ветра, в два этапа, на нескольких площадках в перспективных регионах Казахстана. По первому этапу компанией «РВ power» (Австралия) были проведены исследования, с оценкой ветрового потенциала. По второму этапу был произведен только мониторинг с верификацией данных. В итоге имеются данные предварительных исследований по первому этапу и данные мониторинга по второму этапу. Так же был составлен ветровой атлас Республики Казахстан, с долгосрочными среднескоростными ветровыми данными.

При рассмотрении ветрового атласа видно, что многие участки территории Казахстана, в том числе обширные северные регионы страны (Костанайская, Акмолинская, Северо-Казахстанская и Павлодарская области) обладают достаточно сильным ветровым потенциалом, что делает возможным развитие ветроэнергетики для производства электроэнергии в больших масштабах. К тому же существующие электрические сети высокого и сверхвысокого напряжения энергосистемы Северного Казахстана имеют разветвленную конфигурацию и связаны с другими энергосистемами.

Компанией VTT (Финляндия), в 2011 году было проведено исследование с составлением отчета «Оценка энергосистемы для целей развития ветроэнергетики в Казахстане», где говорится, что «неизвестны типы и размеры ВЭУ (мощность, высота и др.), а также возможные производители», которые будут применяться.

Таким образом, существует перспективная и **актуальная задача** исследования ветроэлектрической системы для производства электроэнергии в больших масштабах, характеристики которой подходили бы условиям регионов Северного Казахстана, где использовались бы наиболее эффективные ветроэлектрические установки (ВЭУ).

Целью исследования является определение характеристик ветроэлектрической системы для северных регионов Казахстана, с условием использования наиболее эффективных для данных ветровых режимов ВЭУ и с учетом возможных конфигураций размещения и подключения к существующим сетям энергосистемы, а также регулировочных функций в целях балансирования мощности.

В соответствии с поставленной целью были сформулированы следующие **задачи исследования**:

1. Произвести оценку ветрового потенциала северных регионов Казахстана, с определением общих закономерностей.
2. Выбрать ВЭУ, с учетом того, что величины всех факторов, описывающих специфические условия площадки размещения, не превышали бы принятых при проектировании характеристик ВЭУ в целях сохранения структурной целостности конструкции.
3. Вычислить среднюю производимую мощность ВЭУ, для определения и выбора моделей с наибольшим коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ).

4. Сформулировать основные аспекты, для расположения и выбора количества ВЭУ (с наибольшим КИУМ), в составе ветроэлектрической системы, в зависимости от номинала напряжения существующих электрических сетей энергосистемы Северного Казахстана.
5. Проанализировать варианты связи ветроэлектрической системы с потребителями и энергосистемой Северного Казахстана.
6. Провести анализ возможности применения функции ветроэлектрической системы, как регулятора выработки мощности, для балансирования мощности в энергосистеме Северного Казахстана.
7. Проанализировать возможность резервирования ветроэлектрической системы в энергосистеме Северного Казахстана.

Методы исследования. В процессе выполнения данного исследования применялись методы научного познания, научного исследования, научно-техническое обобщение литературных источников и интернет ресурсов, статистические и математические методы, методы математического и компьютерного моделирования.

Научная новизна исследования заключается в развитии научно-технических и научно-методических основ в создании концепции ветроэлектрической системы для регионов Северного Казахстана, с применением наиболее эффективных ВЭУ, учитывая местные ветровые режимы, структуру и существующие схемы электрических сетей энергосистемы, с основными балансовыми перетоками мощности.

В ходе данного исследования были применены следующие инновационные научно-технические решения и разработки:

Произведена модернизация (адаптация) программного модуля компании MathWorks.Inc., к конфигурации метеорологических данных собранных в процессе ветромониторинга в рамках проекта ПРООНГЭФ и Правительства Республики Казахстан, для оценки ветрового потенциала в среде программного обеспечения MATLAB.

Смоделированы кривые (графики) мощности ВЭУ в среде MATLAB, класс которых по стандарту ИЕС, соответствует ветровым условиям регионов Северного Казахстана, с помощью модернизации функции программного модуля компании MathWorks.Inc.

Произведен расчет КИУМ ВЭУ с помощью модифицированного программного модуля компании MathWorks.Inc. (с использованием разработанных моделей ВЭУ), класс которых по стандарту ИЕС, соответствует ветровым условиям регионов Северного Казахстана и выбор из них наиболее эффективных.

Разработана концепция ветроэлектрической системы для производства электроэнергии в больших масштабах, характеристики которой подходят к условиям Северного Казахстана с высоким ветровым потенциалом.

Проанализированы предпосылки и возможность резервирования ветроэлектрической системы в энергосистеме Северного Казахстана с помощью гидроаккумулирующей электростанции.

Практическая значимость состоит в возможности применения научно-технических решений и результатов данной работы в ходе проектирования ветроэлектрических систем в Казахстане.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на заседаниях: научного семинара кафедры «Электроэнергетика»; научно-технического совета НИИ «Энергосберегающих технологий», исследовательской научной группы лаборатории «Возобновляемые источники энергии» Инновационного Евразийского университета.

На защиту выносятся следующие положения.

- Модернизированный (адаптированный) программный модуль компании MathWorks.Inc., к конфигурации метеорологических данных собранных в процессе ветромониторинга в рамках проекта ПРООН/ГЭФ и Правительства Республики Казахстан, для оценки ветрового потенциала в среде программного обеспечения MATLAB.
- Компьютерные модели кривых мощности ВЭУ в среде MATLAB, класс которых по стандарту IEC, соответствует ветровым условиям регионов Северного Казахстана, с помощью модернизации функции программного модуля компании MathWorks.Inc.
- Произведение расчета КИУМ ВЭУ с помощью модифицированного программного модуля компании MathWorks.Inc. (с использованием разработанных моделей ВЭУ), класс которых по стандарту IEC, соответствует ветровым условиям регионов Северного Казахстана и выбор наиболее эффективных ВЭУ, с помощью программного модуля компании MathWorks.Inc..
- Концепция ветроэлектрической системы для производства электроэнергии в больших масштабах, с характеристиками подходящими к условиям Северного Казахстана с высоким ветровым потенциалом.
- Проведение анализа предпосылок и возможности резервирования ветроэлектрической системы в энергосистеме Северного Казахстана с помощью гидроаккумулирующей электростанции.

Публикации. Содержание работы изложено в трех научных трудах.

1 ВЕТРОВОЙ ПОТЕНЦИАЛ СЕВЕРНОГО РЕГИОНА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

1.1 Атмосферный пограничный слой и основные характеристики ветрового потока

Энергия ветра является преобразованной формой солнечной энергии, которая производится в ходе ядерного синтеза водорода (H) в гелий (He) в его ядре. Процесс слияния $H \rightarrow He$, создает тепло и электромагнитные потоки (излучение) отходящие от солнца в космосе, во все направления. Хотя, только небольшая часть солнечного излучения падает на поверхность земли, это обеспечивает почти все ее энергетические потребности.

Считается, что полная солнечная энергия, полученная землей, составляет приблизительно 1.8×10^{11} МВт. Из этого солнечного излучения только 2 % (то есть 3.6×10^9 МВт) преобразовываются в энергию ветра, и приблизительно 35 % энергии ветра рассеиваются в пределах 1000 м от поверхности земли. Поэтому, доступная энергия ветра, которая может быть преобразована в другие формы энергии, является приблизительно 1.26×10^9 МВт [1].

Ветер представляет собой перемещение масс воздуха из-за атмосферных перепадов давления. Воздушные массы перемещаются из областей более высокого давления в области более низкого давления. Чем больше атмосферный градиент давления, тем выше скорость ветра и таким образом, больше энергии может быть получено из ветра с помощью машин для преобразования энергии ветра.

Генерация и перемещение, ветра, усложняются из-за многих факторов. Среди них наиболее важными факторами являются неравномерное солнечное нагревание, эффект Кориолиса из-за вращения земли и локальные географические условия.

Среди всех факторов, влияющих на генерацию ветра, неравномерное солнечное нагревание поверхности земли является самым важным и критичным и может быть обусловлено четырьмя причинами.

Во-первых, земля является сферой, вращающейся вокруг солнца в той же самой плоскости, что и экватор. Поскольку поверхность земли на экваторе перпендикулярна направлению лучей солнца, но параллельна лучам солнца в полюсах, экватор получает самое большое количество энергии на единицу площади, которая понижается к полюсам. Из-за пространственного неравномерного нагревания поверхности земли, формируется температурный градиент от экватора до полюсов, и градиент давления от полюсов до экватора. Таким образом, горячий воздух с более низкой плотностью воздуха на экваторе повышается до высоких слоев атмосферы и двигается к полюсу, а холодный воздух с более высокой плотностью перемещается от полюсов к экватору вдоль поверхности земли. Не рассматривая вращение земли и вызванную вращением силу Кориолиса, воздушная циркуляция в каждом полушарии формирует ячейку, определяемую как меридианная циркуляция.

Во-вторых, у оси вращения земли есть наклон приблизительно 23.5° относительно его плоскости эклиптики. Этот - наклон оси земли во время

оборота вокруг солнца, приводит к циклическому неравному нагреванию, вызывая ежегодный цикл сезонных погодных изменений.

В-третьих, поверхность земли состоит из различных материалов, таких как растительность, скалы, песок, вода, лед, снег и другие. У каждого из этих материалов есть различное отражение и поглощающие уровни к солнечному излучению, приводящее в некоторых областях к высокой температуре (например, пустыни) и к низкой температуре в других (например, покрытые льдом водоемы), даже в тех же самых широтах.

Четвертая причина неравного нагревания солнечным излучением происходит из-за топографических особенностей поверхности земли. Есть большое количество гор, долин, низменностей и т.д., влияющих на различное нагревание солнечным излучением солнечных и теневых сторон [1].

Вращение земли является другим важным фактором, влияющим на направление ветра и скорость. Сила Кориолиса, которая генерируется от вращения земли, отклоняет направление атмосферных перемещений. В атмосфере северных широт ветер отклоняется вправо, а в атмосфере южных широт влево. Поэтому, в основном на территории Казахстана, на открытых местностях, не искаженные рельефом, преобладают западные и юго-западные ветра. Сила Кориолиса зависит от широты земли, от нуля на экваторе и достигая максимальных значений на полюсах. Кроме этого, величина отклонения ветра также зависит от скорости ветра; медленно дующий ветер не значительно, в то время как более сильный ветер отклоняется больше (силой Кориолиса) [1].

Шероховатость земной поверхности появляется как из-за естественного ландшафта, так и из-за искусственных структур. Неровности поверхности земли обычно снижают скорость ветра и вызывают явление, известное как сдвиг профиля ветра.

Кроме этого, некоторые особенные геологические строения могут значительно увеличить интенсивность ветра. Например, ветер, который проходит через горные перевалы, может сформировать воздушные струи (потoki) с высокими скоростями [1].

Ветер меняется в зависимости от географического положения, времени суток, сезона, высоты над поверхностью земли, погоды и локальных очертаний суши. Понимание характеристик ветра помогает оптимизировать выбор ветроэлектрической установки (ВЭУ), разработать методы измерения ветра, и выбрать площадку для ветроэлектростанции (ВЭС).

1.1.1 Атмосферный пограничный слой

Самый низкий уровень атмосферы является турбулентным уровнем, названный *атмосферным пограничным слоем*. Воздушный поток на этом уровне находится под влиянием трения с поверхностью, топографии, а также вертикального распределения температуры и давления. Географические ветра выше пограничного слоя, поэтому на них не оказывает влияние трение с поверхностью, в соответствии с рисунком 1.1.

Таким образом, между геострофическими ветрами и землей есть слой, где скорость ветра сильно изменяется с увеличением высоты. Трение с шероховатостью поверхности, уменьшает энергию воздушного потока, вызывая вертикальный градиент скорости ветра. Это приводит к бурному импульсному обмену масс воздуха нижних слоев атмосферы с воздухом, перемещающимся на более высоких уровнях [2].



Рисунок 1.1 – Схема атмосферного пограничного слоя [2]

ВЭУ должны работать в пределах данного атмосферного пограничного слоя. Свойства и интенсивность этого воздушного потока определяет количество извлекаемой энергии, а также нагрузки на конструкцию и механизмы ВЭУ. Высота атмосферного пограничного слоя изменяется в зависимости от шероховатости земной поверхности, вертикального температурного профиля и скорости ветра.

Массу воздуха, перемещающуюся непосредственно над землей, называют поверхностным пограничным слоем. Его высота часто дается как фиксированное значение, приблизительно 10 % от высоты атмосферного пограничного слоя. В действительности же, он изменяется, например, в зависимости от вертикального температурного профиля.

1.1.2 Скорость ветра

Скорость ветра является одной из самых критичных характеристик для генерации энергии из ветра. Фактически, скорость ветра изменяется и во времени и в пространстве, определяемая многими факторами, такими как географические и погодные условия. Поскольку скорость ветра является случайным параметром, данные измерения скорости ветра обычно обрабатываются с использованием статистических методов.

Средняя скорость ветра за выбранный промежуток времени определяется отношением суммы измеренных значений скорости, к числу измерений [3, 4].

Дневные изменения средних скоростей ветра часто описываются синусоидальными волнами. Измерения суточных, ежемесячных и годовых средних скоростей ветра, проведенные в различных регионах мира, и в различные временные периоды показали, что суточные, ежемесячные и годовые средние скорости ветра зависят от месторасположения конкретного региона и его метеорологических, топографических особенностей. Изменения ежегодных средних скоростей ветра зависят, от выбранного месторасположения и между ними в основном нет никаких общих закономерностей, чтобы их предсказать [1].

1.1.3 Направление ветра

Направление ветра является одной из характеристик ветра. Статистические данные направлений ветра за длительный период времени очень важны в выборе места ВЭС и расположении ВЭУ на территории расположения ВЭС.

Диаграмма розы ветров является инструментом для анализа данных ветра, которые связаны с направлениями ветра в определенном месторасположении, определенному периоду времени (год, сезон, месяц, неделя, и т.д.). Эта круговая диаграмма показывает относительную частоту направлений ветра в 8 или 16 основных направлениях. У розы ветров с 16 секторами распределения направления ветра, каждый сектор составляет 22.5° . Длина каждого сектора пропорциональна частоте направления ветра. Чем меньше частота определенного направления, тем ближе расположена к центру круга [1]. Некоторые диаграммы розы ветров могут также содержать информацию распределения скоростей ветра, по направлениям.

1.1.4 Вертикальный профиль ветра

Изменение скорости ветра в зависимости от высоты над поверхностью земли называют вертикальным профилем ветра (также, называемым сдвигом ветра или профилем высоты). Знание его формы очень важно для определения энергетической выработки ВЭУ. Кроме того, вертикальный профиль ветра оказывает определенные нагрузки на ротор и на всю структуру ВЭУ, и находится под влиянием шероховатости поверхности, природного ландшафта, топографии и также вертикального температурного профиля.

Сдвиг ветра описывает изменение в скорости ветра как функция высоты. Есть два метода, чтобы описать сдвиг: степенной закон и логарифм профиля. Степенной закон – наиболее распространенный метод, чтобы описать соотношение скорости ветра и высоты

$$V_2(Z_2)/V_1(Z_1) = (Z_2/Z_1)^a, \quad (1.1)$$

где $V_2(Z_2)$ и $V_1(Z_1)$ – скорости ветра на высотах Z_2 и Z_1 , а экспонента a называется показателем степени кривой профиля ветра.

В дополнительном методе, для экстраполяции скорости ветра используется логарифмический профиль, с использованием шероховатости земной поверхности

$$V_2(Z_2)/V_1(Z_1) = \ln(Z_2/Z_0)/\ln(Z_1/Z_0), \quad (1.2)$$

где Z_0 является шероховатостью земной поверхности. Если скорость ветра V_1 доступна на высоте Z_1 , то уравнение (1.2) может использоваться, чтобы вычислить V_2 .

Значение показателя степени кривой профиля ветра α , тогда может быть получено, используя уравнения (1.1) и (1.2) как

$$\alpha = \ln(\ln(Z_2/Z_0)/\ln(Z_1/Z_0))/\ln(Z_2/Z_1). \quad (1.3)$$

Поэтому, сдвиг ветра зависит от высоты и шероховатости земной поверхности. Шероховатость земной поверхности – это экстраполируемая высота выше поверхности земли, на которой средняя скорость ветра равна нулю. Предполагается, что у скорости есть логарифмическое изменение [5].

В данном исследовании для экстраполяции скорости ветра на высоту оси ветроколеса и нахождения профиля сдвига ветра использовался степенной закон.

1.1.5 Интенсивность турбулентности

Суточные, месячные и сезонные колебания ветра используются вместе со средней скоростью ветра, чтобы предсказать энергетическую выработку ВЭС, а данные о турбулентности и неустойчивости требуется, прежде всего, для вычисления действующей на ВЭУ нагрузки.

Флуктуации ветра описываются средней скоростью ветра V и интенсивностью турбулентности I_v в рассматриваемом периоде времени [2].

Квадратный корень дисперсии – среднеквадратичное отклонение, $\sigma_v = \sqrt{\overline{v^2}}$, у которого есть та же самая размерность, как у средней скорости ветра V . Отношение среднеквадратичного отклонения σ_v к средней скорости ветра V дает интенсивность турбулентности I_v

$$I_v = \frac{\sigma_v}{V} = \frac{\sqrt{\overline{v^2}}}{V}. \quad (1.4)$$

Интенсивность турбулентности I_v изменяется в большом диапазоне от 0,05 до 0,40 отн. ед. (5 – 40 %), из-за естественных колебаний, но также и из-за различных периодов усреднения измерений и дополнительно временной характеристики датчиков [2].

Измерения показывают, что интенсивность турбулентности уменьшается при увеличении скорости ветра. На низких скоростях ветра интенсивность турбулентности сильно зависит от атмосферной стабильности [2].

1.1.6 Экстремальная скорость ветра

Экстремальные скорости ветра часто выражаются как скорость ветра в n -лет, то есть средняя скорость ветра с 10-минутным усреднением, которая превышена однажды в среднем в период n лет. Во время проектирования ВЭУ, экстремальная скорость ветра за 50-летний период представляет интерес. Для описания этих экстремальных скоростей ветра, подходит дважды экспоненциальное распределение Гумбеля

$$F(V) = e^{(-\exp(-\alpha(V-\beta)))}, \quad (1.5)$$

где $F(V)$ является накопленной вероятностью, что средняя скорость ветра V превышена. На практике, чрезвычайные метеорологические ограничивающие условия площадки, очень важны для определения нагрузок на ВЭУ и для классификации площадки [2].

Есть тесная связь между максимальной скоростью порыва ветра и максимальной скоростью ветра с 10-минутным усреднением в наблюдаемый период: они соединены среднеквадратичным отклонением σ_v .

3-секундный 50-летний экстремальный порыв V_{e50} поэтому рассчитывается из максимальной величины скорости ветра с 10-минутным усреднением V_{m50} , и предполагаемой интенсивности турбулентности I_v

$$V_{e50} = V_{m50} (1 + 2,8 I_v), \quad (1.6)$$

где значение коэффициента равное 2,8, называется коэффициентом порыва, который был подтвержден измерениями для различных высот [2].

1.2 Оценка ветрового потенциала северных регионов Казахстана

Ветровой потенциал – это один из наиболее важных факторов для выявления целесообразности строительства ВЭС. Атласы ветра, представляют наилучшую оценку ресурса ветра на большой территории, которые производятся в широком диапазоне, от глобальных масштабов до, региональных [1]. Но они не заменяют измерения характеристик ветра, а скорее служат для того чтобы сосредоточить внимание и указать, где были бы необходимы локальные исследования.

Посмотрев на ветровой атлас Республики Казахстан, в соответствии с рисунком А.1. [6], можно увидеть, что обширные северные территории страны (Костанайская, Акмолинская, Северо-Казахстанская и Павлодарская области)

обладают достаточно сильным ветровым потенциалом, который мог бы использоваться для развития ветроэнергетики в больших масштабах. Для начала, рассмотрим применяемые методы в оценке ветрового потенциала.

1.2.1 Методы оценки ветрового потенциала

Существуют разные методы, для получения информации о характеристиках ветра. В большинстве стран, где широко используется энергия ветра, некоторая информация о ветре общедоступна. Эта информация может состоять из ветрового атласа, который показывает, определенным цветом скорость ветра или энергию на фиксированной высоте над поверхностью земли. Они часто основаны на мезомасштабных моделях и в лучшем случае, сверяются с наземными метеостанциями. Качество этих карт значительно различается и зависит от количества и точности информации [2].

Атласы ветра представляют статистические набор данных о долгосрочной средней скорости ветра. Достоверность этих статистических данных ветра сильно зависит от расстояния между потенциальной площадкой ВЭС и входящими данными метеостанций, так от сложности ландшафта, относительной шероховатости и орографии. Обычно основным источником информации для *атласов ветра* являются метеорологические станции, выполняющие измерения, на высоте 10 м. Мезомасштабные модели дополнительно используют данные реанализа (повторного анализа). Основное назначение этих данных состоит в том, чтобы получить основу для общих погодных моделей, у которых есть намного меньшая потребность в измерениях ветра с высокой точностью. Таким образом, качество ветровых атласов не достаточно, чтобы заменить локальные измерения [1].

Компания «Windlab Systems» (по запросу компании «PB power») с помощью системы «Windlab», создала ветровой атлас Казахстана, используя модель ветра «WindScape». Вся страна была отображена в разрешении 9 км. Кроме того, отдельные территории, где проводился мониторинг ветра, были отображены в разрешении 100 м (Ерейментай и др.) [7].

Параметры, такие как средняя скорость ветра, может быть извлечена для любой координатной точки. Ветровой атлас Казахстана в 9-километровом разрешении показан на рисунке А.1. Но ветровой атлас Казахстана не дает полной информации необходимой для полноценного исследования ветроэлектрической системы, так как содержит только долгосрочную среднюю скорость ветра.

Измеренные характеристики ветра являются основными вводными данными для моделей ветрового потока, которыми экстраполируется измеренная местность вертикально и горизонтально, оценивая распределение энергии на местности. Такая карта ветрового потенциала является основанием для оптимального расположения. Число и высота измерительных мачт должны быть скорректированы к сложности ландшафта, так как с увеличивающейся сложностью, возможности моделей потока для правильного предсказания

пространственного изменения ветра уменьшаются. Чем более сложный ландшафт, тем большее количество и более высокие метеорологические мачты должны быть установлены, чтобы гарантировать более точный прогноз ветрового потенциала [1].

В рамках проекта ПРООН\ГЭФ и Правительства Республики Казахстан «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики» в 2006-2007г.г. и в 2009-2010г.г., был проведен мониторинг ветровых характеристик, на 13 перспективных по ветропотенциалу площадках, в различных регионах Казахстана.

В зону покрытия высоких ветровых нагрузок в Северном Казахстане, следуя ветровому атласу, входят площадки проведения ветромониторинга в районе г.Ерейментау, п.Боровской, г.Астана, г.Аркалык так же г.Павлодар, здесь на метеостанции ИнЕУ производится мониторинг и сбор метеорологических данных. Оценим ветровой потенциал этих площадок, и в результате исследования выявим возможные закономерности, типичные для всего северного Казахстана.

Существует несколько широко используемых специализированных программных продуктов (WAsP, WindPRO, WindFarmer и др.), для анализа собранных метеорологических данных и определения ветрового потенциала. В данном случае исследование ветрового потенциала, проводилось с помощью использования программного обеспечения MATLAB, компании MathWorks.Inc. [8,9], с использованием ветровых данных, конфигурация которых соответствует международным стандартам в области измерений скорости ветра для оценки ветрового потенциала (IEA/IEC) [10,11].

В среде MATLAB, использовалась компьютерная программа (приложение Б) [12], разработанная в компании MathWorks.Inc., в которой мною были сделаны необходимые определенные корректировки (адаптировалась), т.к. конфигурация метеорологических данных ПРООН [10,11] отличалась, от данных для которых рассчитывалась программа. Также были внесены другие корректировки, которые будут рассмотрены в разделе 2.2 главы 2. Программа была взята с официального сайта компании MathWorks.Inc. [12], которая публично доступна в интернете и разрешена к использованию в образовательных, некоммерческих целях.

Использованные модули программы состоят из одной основной и 14-ти дополнительных функций (приложения Б.1 – Б.15) [12]. Корректировки были произведены в основном модуле программы WindAssessmentDA.m, и в дополнительных функциях: `fcnvdttimeplot(wind)`; `fcnalphaplot(X1, Y1, Y2)` и `fcnpowercurve(v,prated)` (приложения Б.1. – Б.14).

В данном исследовании применялись следующие разделы программного обеспечения MATLAB [9]:

- MATLAB™
- Curve Fitting Toolbox™
- Statistics Toolbox™.

MATLAB – это высокоуровневый язык технических расчетов, интерактивная среда разработки алгоритмов и современный инструмент анализа данных [13]. Использование инструментов MATLAB для анализа данных и создания моделей позволяет анализировать историю состояний ветров, прогнозировать потенциал производимой электроэнергии в данной местности и выбирать подходящее для выбранной области оборудование ВЭУ и др. [9].

Curve Fitting Toolbox – это набор пользовательских графических интерфейсов (GUIs) и М-функций созданных в вычислительной среде MATLAB [14,15]. С помощью этих функций в работе в основном осуществляется визуализация используемых данных и полученных результатов вычислений.

Statistics Toolbox предлагает широкий спектр инструментов для статистических вычислений. Основные возможности включают: регрессионный анализ и диагностика с выбором переменной, нелинейное моделирование, моделирование вероятностей и оценка параметров, анализ чувствительности с использованием генератора случайных чисел, управление статистическими процессами и планирование эксперимента. Пакет включает 20 различных распределений вероятностей [16]. В работе применялись: функция распределения вероятностей нормального закона (NORMCDF) [17]; функция плотности вероятности распределения Релея (RAYLPDF) [18] и другие функции.

Рассмотрим структуру (алгоритм) выше упомянутой программы, оценки ветрового потенциала с помощью программного обеспечения MATLAB.

1. Предварительная обработка и анализ данных.

1.1. Производится импорт данных в среду MATLAB:

- 1.1.1. Подготавливаются данные для обработки в среде MATLAB, и производится импорт;*
- 1.1.2. Вводится дополнительная информация рассматриваемой ВЭУ (высота оси ветроколеса 80 м);*
- 1.1.3. Вводится дополнительная информация о метеорологической мачте;*
- 1.1.4. Рассчитывается плотность воздуха;*
- 1.1.5. Вводятся показатели датчиков;*
- 1.1.6. Вводятся ожидаемые диапазоны для датчиков;*
- 1.1.7. Вводятся критические значения для теста обледенения датчика (анемометра);*
- 1.1.8. Вводятся критические значения для заклинившего (залипшего) датчика направления ветра (флюгера).*
- 1.2. Гарантия качества (корректности) данных:*
 - 1.2.1. Находятся отсутствующие временные периоды данных;*
 - 1.2.2. Находятся отсутствующие скоростные значения;*
 - 1.2.3. Находятся отсутствующие значения направления;*
 - 1.2.4. Находятся аномальные температурные значения;*
 - 1.2.5. Находятся значения не прошедшие тест на обледенения датчика;*

- 1.2.6. Находятся значения не прошедшие тест на прикрепленный датчик направления ветра;
 - 1.2.7. Удаление подозрительных данных.
2. *Статистический анализ:*
 - 2.1. Оценка скорости ветра на высоте оси ветроколеса;
 - 2.2. Расчет средних значений скорости, направления ветра и температуры;
 - 2.3. Производим распределение скорости ветра;
 - 2.4. Производим расчет и строим розы ветров;
 - 2.5. Находим ежемесячные средние скорости ветра и строим график;
 - 2.6. Рассчитываем суточные средние скорости ветра и строим график;
 - 2.7. Рассчитываем интенсивность турбулентности и строим графики;
 - 2.8. Рассчитываем профиль сдвига ветра, и общее значение показателя степени кривой профиля ветра α , строим график.
 3. *Оценка ветровой энергии (мощности) и коэффициента использования установленной мощности:*
 - 3.1. Рассчитываем краткосрочный кинетический энергетический поток и строим график;
 - 3.2. Рассчитываем краткосрочную среднюю вырабатываемую мощность турбины и коэффициент использования установленной мощности;
 - 3.3. Находим долгосрочную скорость ветра;
 - 3.4. Рассчитываем долгосрочную среднюю вырабатываемую мощность и коэффициент использования установленной мощности.

Подпункты 3.2, 3.3, 3.4 пункта 3, структуры метода оценки ветрового потенциала, будут использоваться в разделе 2.2 главы 2 данной работы. Далее рассмотрим более подробно необходимость проведения тех или иных вычислений, в соответствующих пунктах.

Предварительная обработка и анализ данных. Во время проведения мониторинга ветра, для измерения скорости ветра, во всех случаях использовался традиционный чашечный анемометр. Поведение этих инструментов довольно хорошо понято, и источники ошибки известны. Источники ошибок у анемометров включают эффекты экранирования от мачты, штанги и других размещенных установок, дизайна анемометра и его реакции на турбулентные и негоризонтальные особенности потока, и при калибровочных процедурах. Также важно, надлежащее обслуживание анемометра, в некоторых случаях были проблемы, возникающие из-за обледенения датчика, или коррозии анемометра [1]. Возможно заклинивание (залипание) датчика направления ветра (флюгера).

Так же в процессе мониторинга и записи метеорологических данных в память регистрирующего устройства, возможны различные сбои, приводящие к частичной потере данных. В результате чего образуются пробелы во временном ряду данных. Поэтому необходимо проводить первоначальный анализ (тестирование), для выявления некорректных данных (приложение В.1), которые могут исказить результаты дальнейших вычислений. Выявив некорректные данные необходимо произвести их удаление. В последующих

вычислениях с помощью статистических методов используются качественные данные.

Плотность воздуха. Для расчета кинетического энергетического потока, важным параметром, который непосредственно влияет на генерацию энергии ветра, является плотность воздуха, которая может быть вычислена из уравнения

$$\rho = \frac{P}{RT}, \quad (1.7)$$

где p является локальным давлением воздуха, R является газовой константой (287 Дж/кг К для воздуха), и T локальная температура воздуха в К (кельвинах) [1]. Плотность воздуха рассчитывается для каждой строки данных (приложение В.1).

Пространственная экстраполяция (для высоты оси ветроколеса). Чтобы вычислить вырабатываемую электроэнергию ВЭУ, результаты измерений (51 м) должны экстраполироваться вертикально, до высоты оси ветроколеса (80 м), если измерения не были выполнены на этой высоте [1].

Формулы для расчета вертикальной экстраполяции рассмотрены в разделе 1.1.4 «Вертикальный профиль ветра». Изменение скорости ветра с высотой описано вертикальным профилем ветра, который является ключом для экстраполяции измеренной скорости ветра к высоте оси ветроколеса. Для экстраполяции скорости ветра в отношении высоты оси турбины (80 м) был использован экспоненциальный (степенной) закон.

Рассмотрим методы, представления измеренных скоростей ветра во временном интервале *функциями распределения и распределением частоты*.

Распределение частоты – гистограмма скорости ветра. Одной из возможностей для уплотненного представления условий ветра является, распределение частоты скорости ветра. Значения скорости ветра сортируются в шкалы, в соответствии с рисунком 1.2, при этом определяется временная доля, отдельного класса скорости ветра всего рассматриваемого периода времени [2]. Ширина шкалы скорости ветра, как правило, равняется 1 м/с.

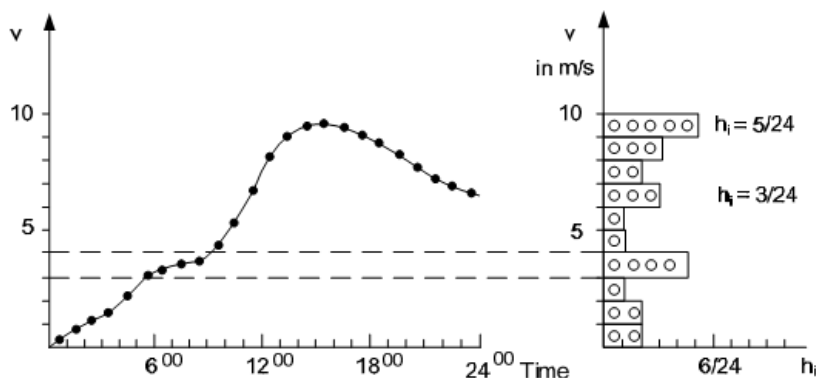


Рисунок 1.2 – Слева: дневной временной ряд почасовых усредненных значений; справа: соответствующая гистограмма относительной частоты привет соответствующего дня [2]

Относительная частота отдельного класса скорости ветра V_i будет $h_i = t_i/T$, например в 24 часа, в соответствии с рисунком 1.2. При этом сумма относительных частот должна равняться 100 % [2].

Функция распределений Рэля является специальным, упрощенным вариантом функции распределения Вейбулла для параметра форм функции $k=2$

$$P_R(V_0) = 1 - \exp\left[-\pi(V_0 / 2V_{ave})^2\right]. \quad (1.8)$$

В этом уравнении результат зависит только от одного параметра – средней скорости ветра V_{ave} , значение которой известно по исследуемым площадкам. Справочные данные по вырабатываемой мощности указанные производителями ВЭУ в технических спецификациях, вычислены на основании функции распределения Рэля [2].

Долгосрочная коррекция (корреляция). Выработка электроэнергии обычно вычисляется, с использованием ежегодной средней скорости ветра на местности. К сожалению, среднегодовая скорость ветра изменяется значительно. В зависимости от локальных условий, среднегодовые показатели скорости ветра каждый год могут измениться приблизительно на $\pm 15\%$. Чтобы уменьшить неопределенность в ежегодном изменении, обязательно рекомендуется выполнять долгосрочное корректирование результатов измерений. В ежемесячном масштабе, изменения скорости ветра являются намного более существенными, достигая в зависимости от локальных условий $\pm 50\%$. Таким образом, для оценки ресурса ветра требуется минимальный измерительный период в течение одного целого года, чтобы избежать сезонных смещений [1]. При проведении мониторинга ветра в перспективных регионах в Казахстане эти требования были соблюдены, и все измерения продолжались в течение года.

Как уже говорилось выше, среднегодовые показатели скорости ветра каждый год могут меняться. Поэтому краткосрочное измерение, должно быть коррелировано с долгосрочными данными, собранными в течение 30 лет на близлежащей метеостанции (в идеальном случае). К сожалению, в большинстве случаев трудно, получить надежные, непротиворечивые долгосрочные данные, так как окружающая среда в районе метеостанций часто подвергается изменениям (вырастает растительность или происходит строительство новых сооружений). Поэтому альтернативой, может стать использование долгосрочных данных реанализа. Обычно используются данные NCEP/NCAR, от NCEP (Национального Центра Экологического Прогноза) и NCAR (Национального Центра Атмосферного Исследования), которые расположены в США.

Для корреляции долгосрочных данных и полученных с помощью измерения, на площадке планируемой ВЭС, применяются статистические методы. Статистический метод, для коррекции долгосрочных данных называется Measure-Correlate-Predict (измерение-корреляция-прогнозирование), или МСР. Основа этого метода состоит в том, что краткосрочные и

долгосрочные данные коррелируются [1]. Краткосрочные скорости ветра, полученные в результате исследования в рамках проекта ПРООН компанией «PB Power», Австралия, были коррелированы с данными реанализа NCEP/NCAR.

1.2.2 Оценка ветрового потенциала в районе города Ерейментау (Акмолинская область)

Город Ерейментау находится в зоне высоких ветровых нагрузок, в соответствии с рисунком А.2, что делает возможным использование ветроэнергетики для производства электроэнергии в больших масштабах.

Город Ерейментау расположен в Акмолинской области в 130 км к востоку от города Астана. Территория в районе г.Ерейментау представляет собой открытую местность с пологими холмами [19], в соответствии с рисунком Г.1, покрытую низкорослой травой [20], в соответствии с рисунком Г.2.

В рамках проекта ПРООН по ветроэнергетике на площадке г. Ерейментау в октябре 2006г была установлена метеомачта высотой 50м и были произведены годовые замеры скорости и направления ветра. Замеры производились в соответствии с международными стандартами в области измерений скорости ветра для оценки ветрового потенциала (IEA/IEC). Верификация необработанных данных и оценка ветрового потенциала проводилась при участии международной компании «PB Power». Конфигурации приборов установленных на мачте, в основном соответствуют стандартам IEA/IEC. Период измерений мониторинга ветра начинался с 17:00 2006/09/21 и окончился 13:20 2007/09/23 [21]. Статистические данные «PB Power», показаны в таблице 1.1 [21]. Как видно, среднегодовая скорость ветра на высоте 51м на месте установки метеомачты составила 7,89 м/с, интенсивность турбулентности 7,7% за период 2006-2007гг. («PB Power»).

Данные представляют собой большой массив размером 19 x 39768 (19 столбцов и 39768 строк), для трех уровней измерения (51, 49 и 27 метров), где первый столбец является датой со временем (с шагом 10 минут). Далее идут столбцы с данными: по средней скорости ветра (с 10-минутным усреднением); значения среднеквадратичного отклонения скорости ветра; минимальная скорость в период 10-минутного усреднения; максимальная скорость в период 10-минутного усреднения; направление ветра на двух уровнях; значения среднеквадратичного отклонения для направления ветра на двух уровнях; температура и атмосферное давление [10].

Данные ветра выбирались в течение каждые 10 минут, регистратор вычисляет средние числа и стандартные отклонения, последние данные необходимы, для того, чтобы определить интенсивность турбулентности. Период усреднения в 10 минут позволяет напрямую использовать данные для вычисления вырабатываемой мощности, поскольку здесь также используются данные с 10-минутным усреднением [10].

Таблица 1.1 – Статистические данные по ветру («PB Power») [21]

Статистика ветра	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Высота над уровнем земли (м)	50.9	49.0	26.5
Минимальная скорость ветра (м/с)	0.0	0.0	0.0
Средняя скорость ветра (м/с)	7.89	7.83	7.34
Максимальная скорость ветра (м/с)	29.8	29.9	27.3
Скорость порывистого ветра (м/с)	37	38	35
IEC (15 м/с) интенсивность турбулентности	7.7 %	7.6%	9.0%

Данные с уровня датчика расположенного на высоте 51м, были коррелированы с долгосрочными данными реанализа NCEP/NCAR (таблица 1.2), а затем экстраполированы на высоту предполагаемой оси ветроколеса ВЭУ 80м (таблица 1.3) [22].

Таблица 1.2 – Корреляция скорости ветра с учетом долгосрочных данных («PB Power») [21]

Местная мачта	Результат соотношения	Местная средняя скорость ветра (м/с)	Средняя скорость ветра на базовой площадке (м/с)	Перекрывающая скорость ветра на базовой площадке (м/с)	Местная долгосрочная средняя скорость ветра (м/с)
Ерейментау	88.36%	7.94	4.19	4.30	7.79

Таблица 1.3 – Экстраполяция долгосрочной скорости ветра (измеренной на высоте 51 м), на высоту оси ступицы («PB Power»), для данных с метеорологической мачты в районе г. Ерейментау [22]

Мачта	Высота анемометра	Долгосрочная скорость ветра на высоте мониторинга (м/с)	Долгосрочная средняя скорость ветра на высоте оси турбины (м/с)	Показатель степени кривой профиля сдвига ветра α
Ерейментау	51 м	7.74	8.16	0.11

Далее рассмотрим визуализированные результаты вычислений в программе MATLAB, и сравним их с результатами исследований компании «PB Power», в рамках проекта ПРООН\ГЭФ и Правительства Республики Казахстан "Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики», проведенных в 2008 г [21].

На самом первом этапе необходимо визуализировать данные по скорости, направлению ветра и показания температуры, в соответствии с рисунком 1.3, чтобы выявить явные некорректные данные с большой амплитудой (приложение В.1.).

Из рисунка 1.3 видно, что значения скорости, направления ветра и температуры не выходят за рамки типичных значений.

Далее проводится тест на некорректность данных из-за обледенения анемометра, залипания датчика направления ветра (флюгера), некорректных температурных данных, а также выявление отсутствующих данных во временном ряду (приложение В.1). Результаты тестирования были выданы компьютером и визуализированы (приложение Д.1), в соответствии с рисунком Д.2.

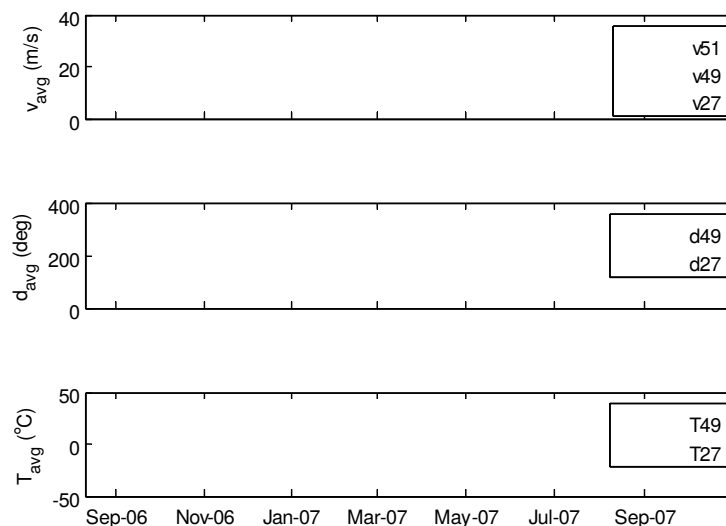


Рисунок 1.3 – Предварительный просмотр необработанных данных

Доступность данных по замерам скорости ветра в течение годовичного периода 2006-2007г.г. составила 99,8% (отсутствующие данные периодов временного ряда не учитывались). Некорректные данные не использовались. Визуализируем протестированные данные, в соответствии с рисунком Д.3.

Производим распределение скорости ветра для четырех уровней (приложение В.1) и визуализируем полученные результаты, в соответствии с рисунком 1.4.

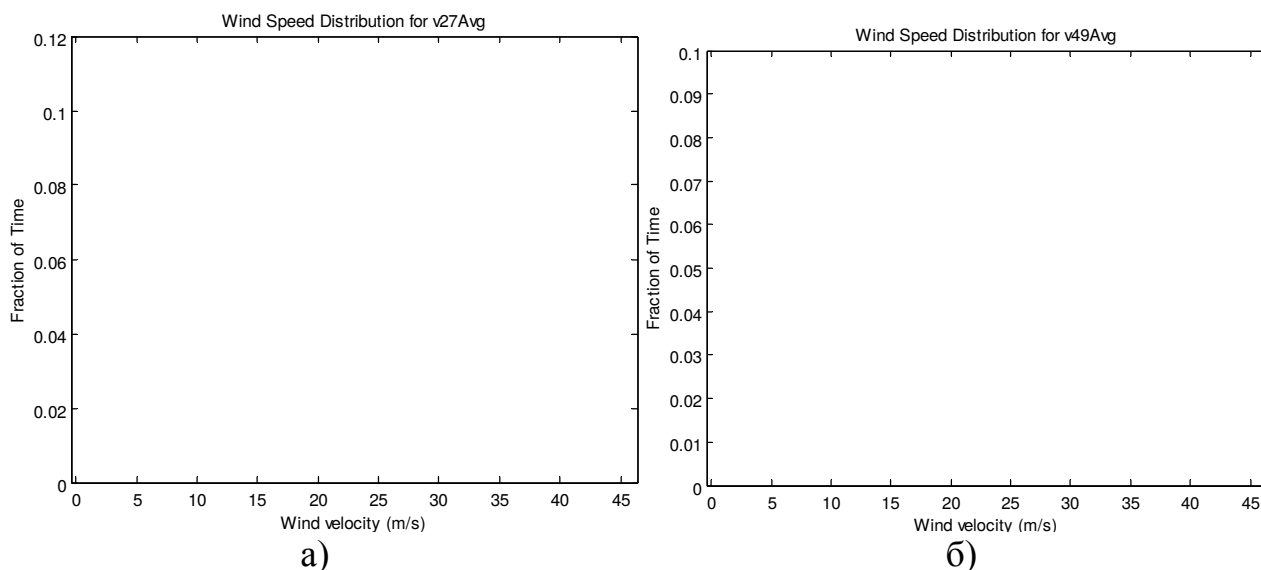
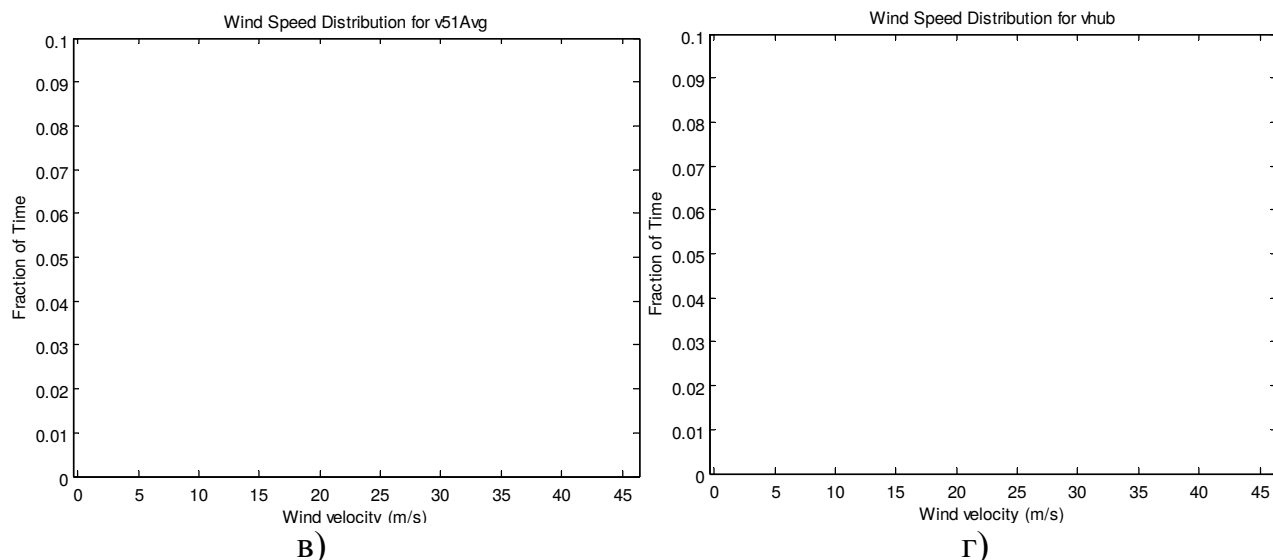


Рисунок 1.4 – Распределение частоты значений скорости ветра для четырех уровней: а) уровень 27 м; б) уровень 49 м; в) уровень 51 м и г) уровень оси ветроколеса 80 м



Продолжение рисунка 1.4

Производим распределение скоростей ветра по сторонам света и создаем розы ветров для трех уровней датчиков (приложение В.1.), чтобы показать преобладающие направления ветров и соответствующее им распределение скорости ветра, для данной местности, в соответствии с рисунком 1.5. На рисунке 1.6, показаны розы ветров, рассчитанные специалистами компании «РВ Power».

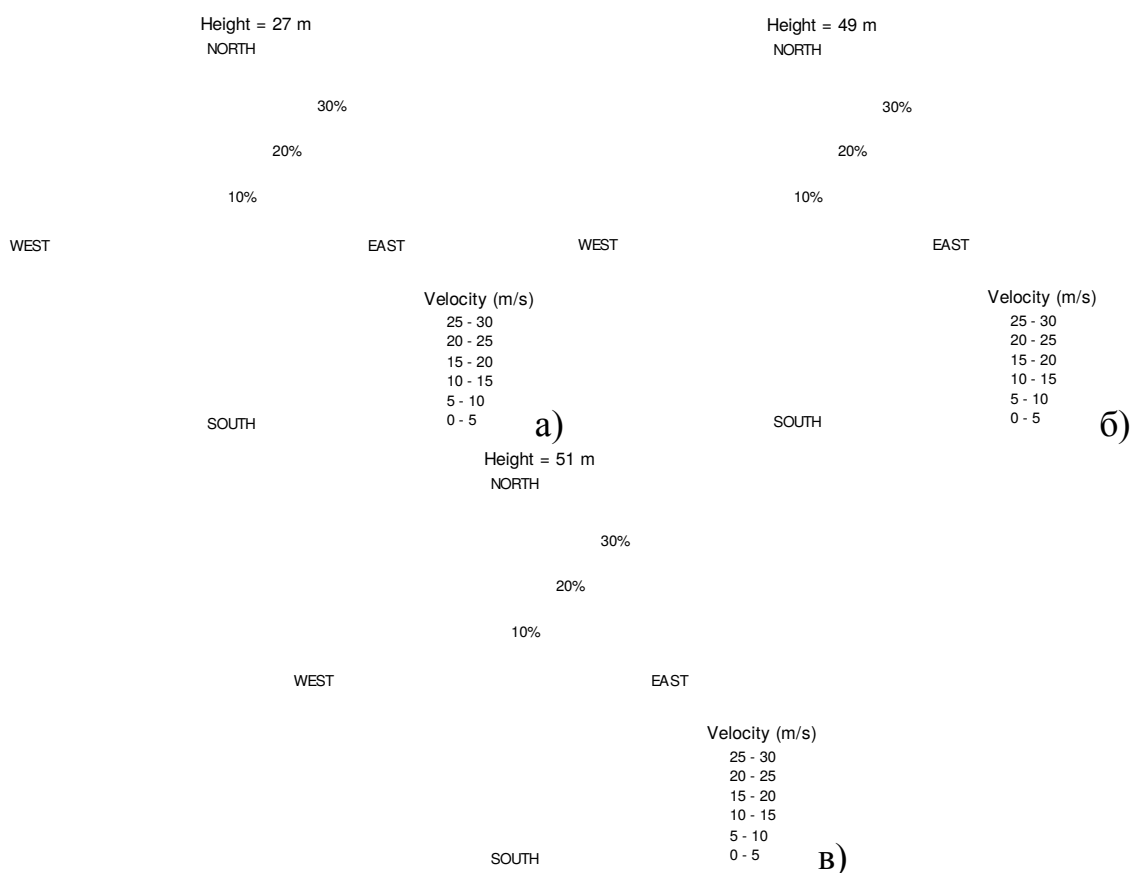


Рисунок 1.5 – Розы ветров для направлений и скоростей ветра, для трех уровней: а) уровень 27 м; б) уровень 49 м; в) уровень 51 м

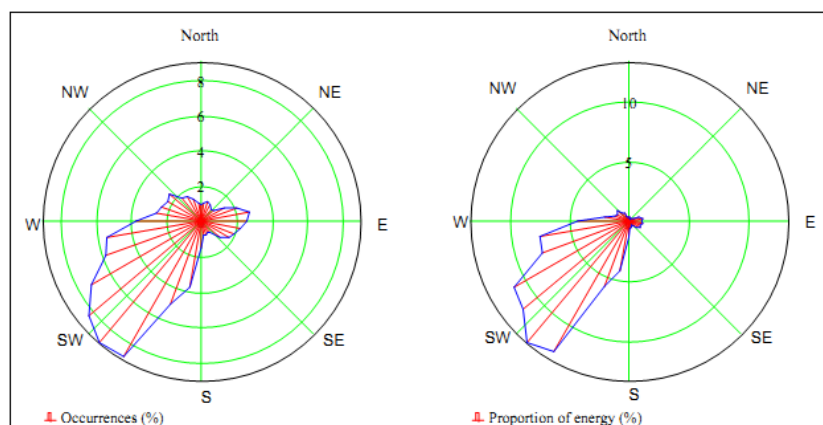


Рисунок 1.6 – Роза направления ветра (слева) и роза энергии ветра на высоте 51м («PB Power») [21]

Как видно из рисунков преобладание наиболее сильных ветров наблюдается с юго-западного направления.

Рассчитаем среднемесячные скорости ветра, в течение проведения измерений, для четырех уровней (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.7. На рисунке 1.8 показаны ежемесячные средние скорости ветра, рассчитанные специалистами компании «PB Power».

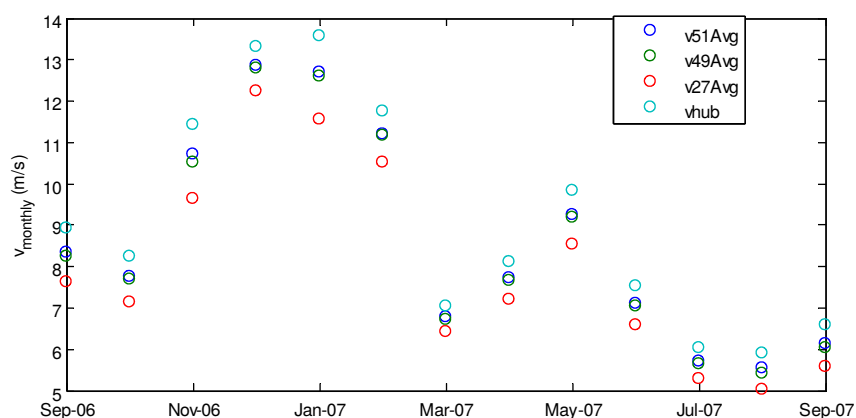


Рисунок 1.7 – График ежемесячных средних скоростей ветра на уровне оси ветроколеса (светло синий), на высоте 51 (синий), 49 (зеленый), и 27 (красный) метров над уровнем земли

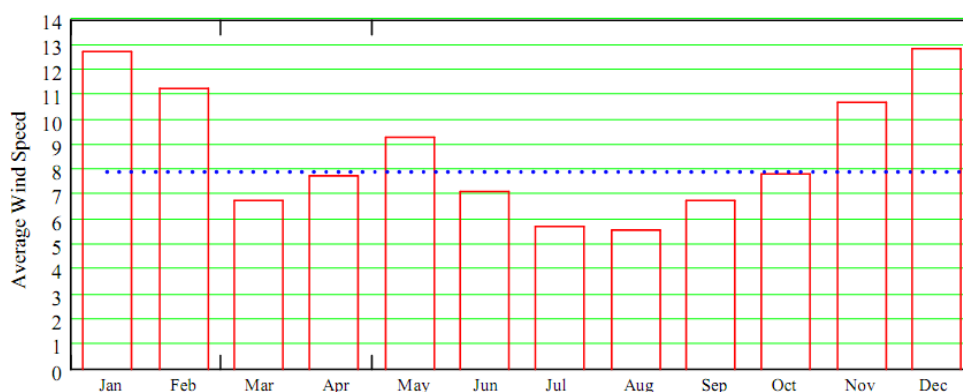


Рисунок 1.8 – График ежемесячных средних скоростей ветра на высоте 51 м («PB Power») [21]

Произведем расчет средних скоростей ветра в течение суток, за время проведения измерений, для четырех уровней (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.9. На рисунке 1.10 показаны средние скорости ветра в течение суток, для всех трех уровней измерения, рассчитанные специалистами компании «РВ Power», как можно заметить, они практически идентичны.

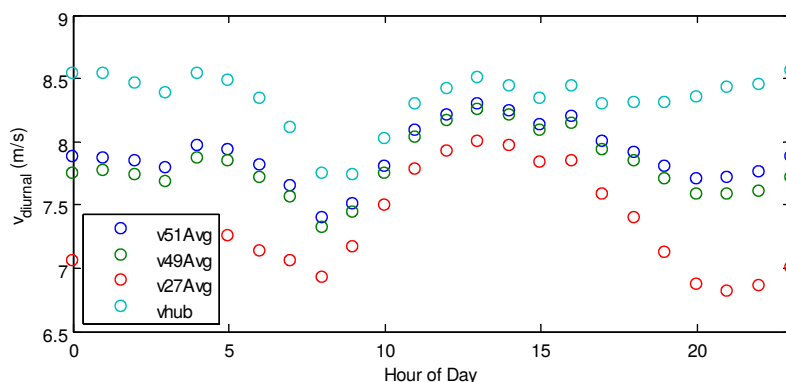


Рисунок 1.9 – Дневная характеристика скорости ветра на уровне оси ветроколеса (светло синий), на высоте 51 (синий), 49 (зеленый) и 27 (красный) метров над уровнем поверхности земли

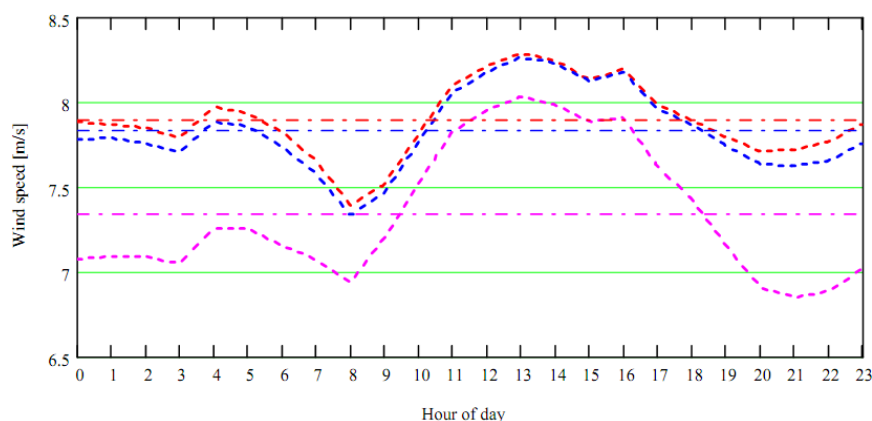
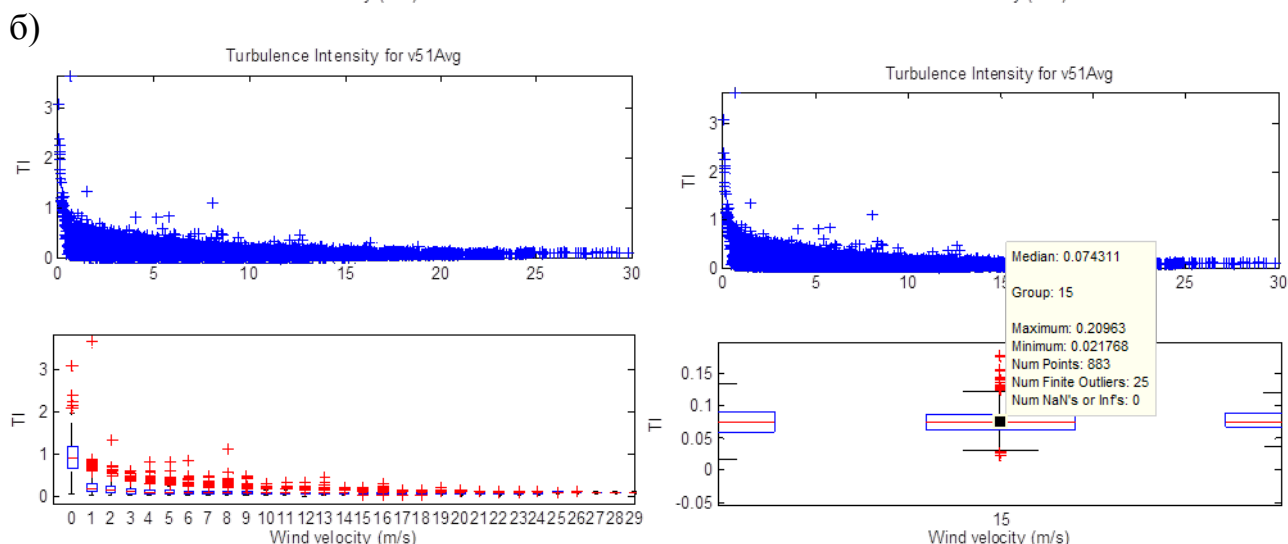
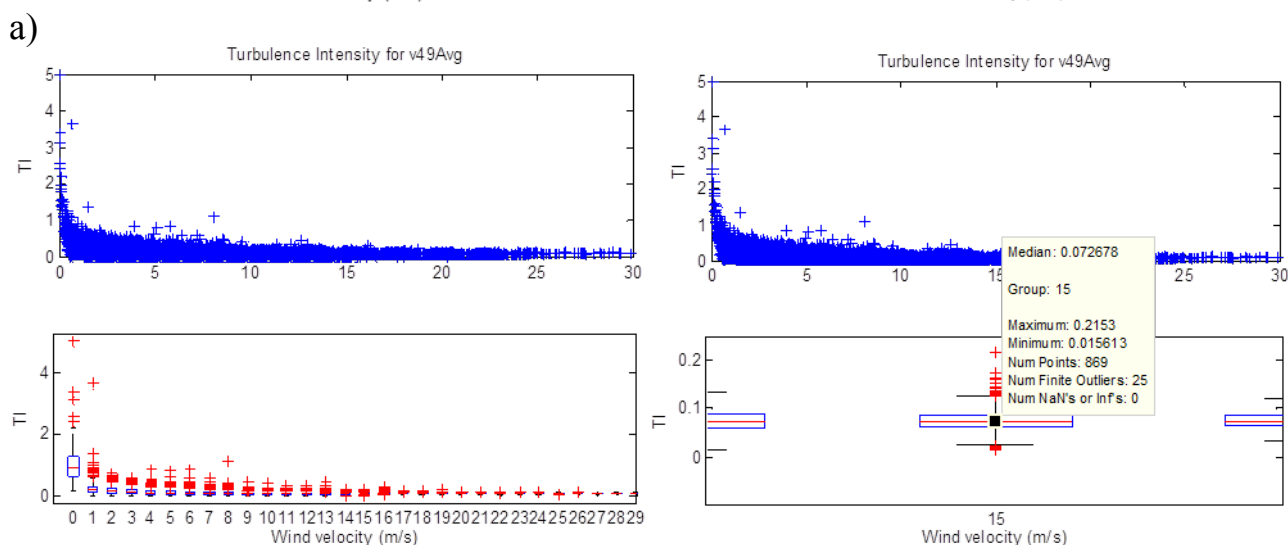
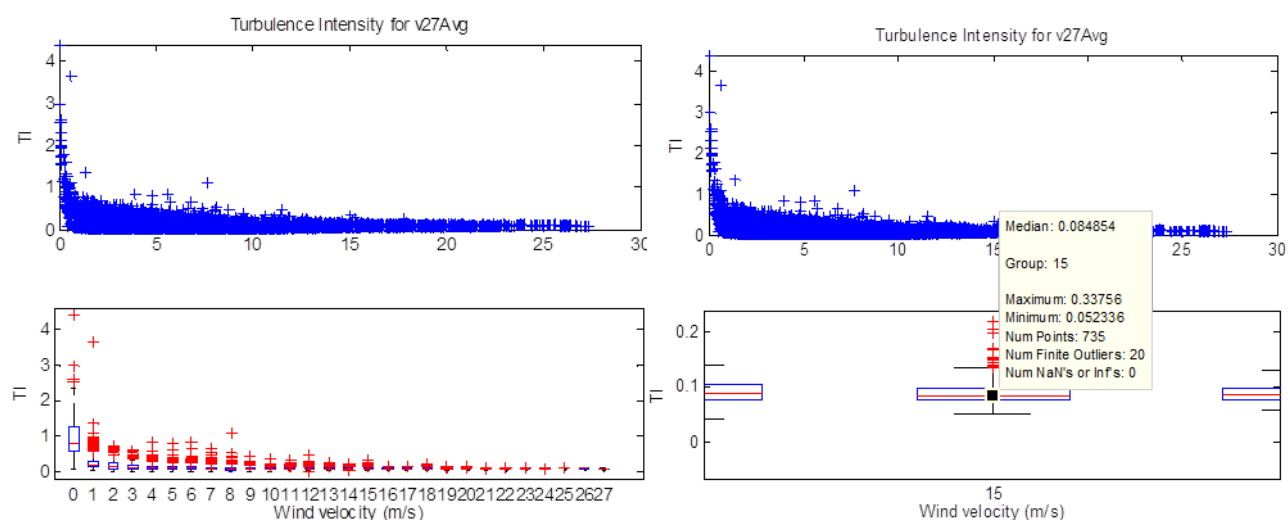


Рисунок 1.10 – Дневная характеристика скорости ветра на высоте 51 м (красный), 49 м (синий) и 27 м (сиреневый) над уровнем поверхности земли, для данных с мачты мониторинга Ерейментау («РВ Power») [22]

На рисунке 1.9 показаны графики дневных средних скоростей ветра на уровне оси ветроколеса, на высоте 51 м, 49 м, и 27 м над уровнем земли для метеорологической мачты г.Ерейментау. Кривая для уровня 27 м имеет наибольшие значения в полуденные дневные часы, что объясняется большими вертикальными воздушными потоками из-за нагрева в течение дня поверхности земли. С увеличением высоты, средняя скорость ветра возрастает в ночные часы, относительно дневных скоростей.

Производим расчет интенсивности турбулентности для трех уровней измерений (приложение В.1) и визуализируем результаты, в соответствии с рисунком 1.11.



в)

На оси x показана скорость ветра, а на оси y интенсивность турбулентности

Рисунок 1.11 – Интенсивность турбулентности при значениях скорости ветра, на трех уровнях высоты над поверхностью земли (справа на графиках показано среднее значение интенсивности турбулентности воздушного потока при средней скорости 15 м/с I_{ref} , на соответствующих уровнях): а) уровень 27 м; б) уровень 49 м; в) уровень 51 м

Интенсивность турбулентности на высоте 27 м от уровня земли составляет $I_{ref} = 0,084854$ (8,5%), на высоте 49 м составляет $I_{ref} = 0,072678$ (7,3%), на высоте 51 м составляет $I_{ref} = 0,074311$ (7,4%) (рисунок 1.11). Интенсивность турбулентности, рассчитанная компанией «PB Power» составляет 9%, 7,6%, 7.7% соответственно, что практически идентично [21].

Произведем расчет профиль сдвига ветра атмосферного пограничного слоя, с помощью экспоненциального (степенного) закона (приложение В.1.) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.12.

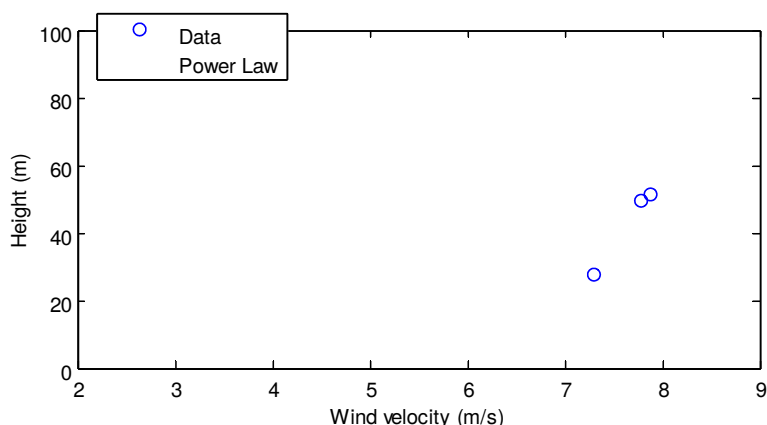


Рисунок 1.12 – Профиль сдвига ветра, точками обозначены средние скорости ветра для трех уровней высоты над поверхностью земли: а) уровень 27 м; б) уровень 49 м; в) уровень 51 м

Произведем расчет ежемесячного и полного значения показателя степени кривой профиля ветра α (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.13.

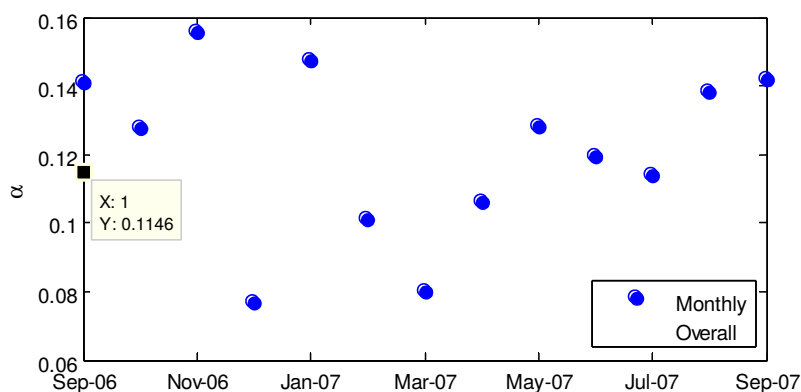


Рисунок 1.13 – Ежемесячное и полное значение показателя степени кривой профиля ветра α

Общее значение показателя степени кривой профиля ветра $\alpha = 0,115$. Далее произведем расчет средней скорости ветра и кинетического энергетического потока (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.14.

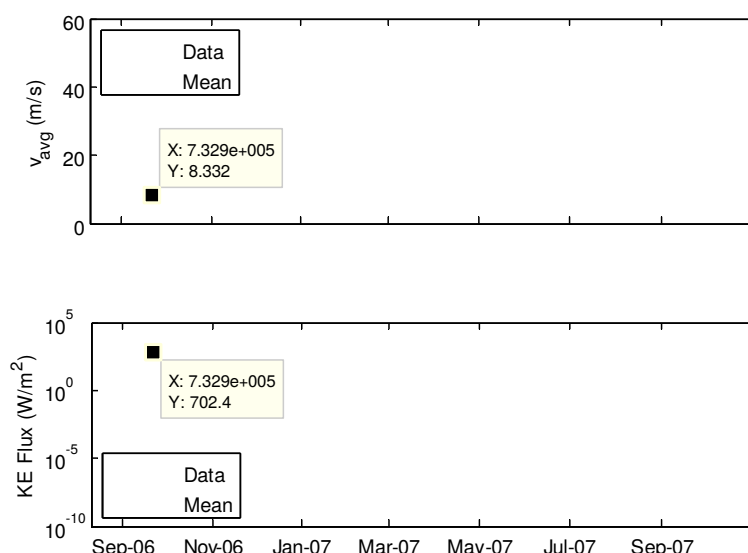


Рисунок 1.14 – Среднегодовая скорость ветра на высоте оси ветроколеса (верхний график) и кинетический энергетический поток

Краткосрочная среднегодовая скорость ветра на высоте 80 м в районе г.Ерейментау равна 8,332 м/с. Краткосрочный кинетический энергетический поток КЕ равен 702,4 Вт/м².

Таблица 1.4 – Статистические данные по ветру, рассчитанные в данном исследовании

Статистика ветра	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Уровень 4
Высота над уровнем земли (м)	50,9	49	26,5	80
Минимальная скорость ветра (м/с)	0	0	0	0,006
Средняя скорость ветра с 10-минутным усреднением (м/с)	7,89	7,81	7,32	8,322
Максимальная скорость ветра с 10-минутным усреднением (м/с)	29,8	29,87	27,33	45,93
Скорость порывистого ветра (м/с)	36,9	38,2	34,66	-
ИЕС (15 м/с) интенсивность турбулентности	7,4	7,3	8,5	-
Минимальная плотность воздуха	-	-	-	1,073
Максимальная плотность воздуха	-	-	-	1,404
Средняя плотность воздуха	-	-	-	1,198

Сравнивая результаты исследования, полученные компанией «PB Power» в ходе оценки ветрового потенциала и результаты, полученные с помощью программы MATLAB (рассмотренные выше), можно увидеть, что они практически идентичны. Из чего можно предположить, что результаты оценки ветрового потенциала, которые вычисляются с помощью вышеупомянутой программы в среде MATLAB – корректные.

Данные для г.Астана и г.Аркалык будем принимать из отчетов [22,23,24] исследований проведенных компанией «PB Power».

1.2.3 Оценка ветрового потенциала в районе поселка Боровской (Костанайская область)

В соответствии с программой проекта ПРООН\ГЭФ и Правительства Республики Казахстан "Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики» в 2009-2010 гг. был осуществлён 2 этап ветромониторинга на 5 перспективных по ветропотенциалу площадках. В том числе в п.Боровской Костанайской области, в районе которого так же наблюдается ветра с высоким потенциалом, в соответствии с рисунком А.3 [6].

Поселок Боровской расположен приблизительно в 40 км к северо-востоку от областного центра Костанайской области. Территория представляет собой открытую практически ровную местность [25], в соответствии с рисунком Г.3, с сельскохозяйственными полями [20], в соответствии с рисунком Г.4.

Годичные измерения скорости и направления ветра для оценки ветрового потенциала [11] были осуществлены в соответствии с международными стандартами (IEA/IEC). Измерения проводились с 10.10.09 20:00 часов по 13.10.10 12:20 часов. Верификация и первоначальная обработка данных проводилась при участии международной компании «PB Power». Измерения ветропотенциала проводилось с помощью 50 м метеорологической мачты, с координатами расположения 53, 46 23.6 градуса северной широты и 64, 12 46.1 градуса восточной долготы [26].

Данные представляют собой большой массив размером 20 x 52923 (20 столбцов на 52923 строк), для трех уровней измерения, где в первом столбце находятся дата со временем (с шагом 10 минут) [11]. Далее идут столбцы с данными: по средней скорости ветра (с 10-минутным усреднением); значения среднеквадратичного отклонения скорости ветра; минимальные скорости в период 10-минутного усреднения; максимальные скорость в период 10-минутного усреднения; направления ветра на двух уровнях; значения среднеквадратичного отклонения для направления ветра на двух уровнях; температура на двух уровнях и атмосферное давление.

Данные ветра выбирались в течение каждые 10 минут, регистратор вычисляет средние числа и стандартные отклонения, последние данные необходимы, для того, чтобы определить интенсивность турбулентности. Период усреднения в 10 минут позволяет напрямую использовать данные для вычисления вырабатываемой мощности, поскольку здесь также используются данные с 10-минутным усреднением.

На самом первом этапе необходимо визуализировать данные по скорости и направлению ветра, показания температуры, в соответствии с рисунком 1.15, чтобы выявить явные некорректные данные с большой амплитудой (приложение В.1).

Далее проводится тест на корректность данных из-за обледенения датчика, залипания датчика направления ветра (флюгера), некорректных температурных данных, а также выявление отсутствующих данных во временном ряду (приложение В.1.). Результаты тестирования были выданы

компьютером (приложение Д.4) и визуализированы, в соответствии с рисунком Д.5.

Доступность данных по замерам скорости ветра в течение годовичного периода 2009-2010 г.г., составила 93,7%. Некорректные данные не использовались. Визуализируем протестированные данные, в соответствии с рисунком Д.6.

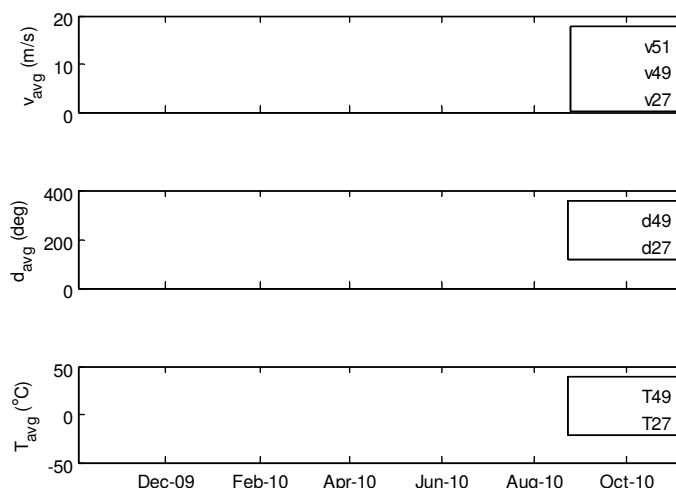


Рисунок 1.15 – Предварительный просмотр необработанных данных

Производим распределение скорости ветра для четырех уровней (приложение В.1) и визуализируем полученные результаты, в соответствии с рисунком 1.16.

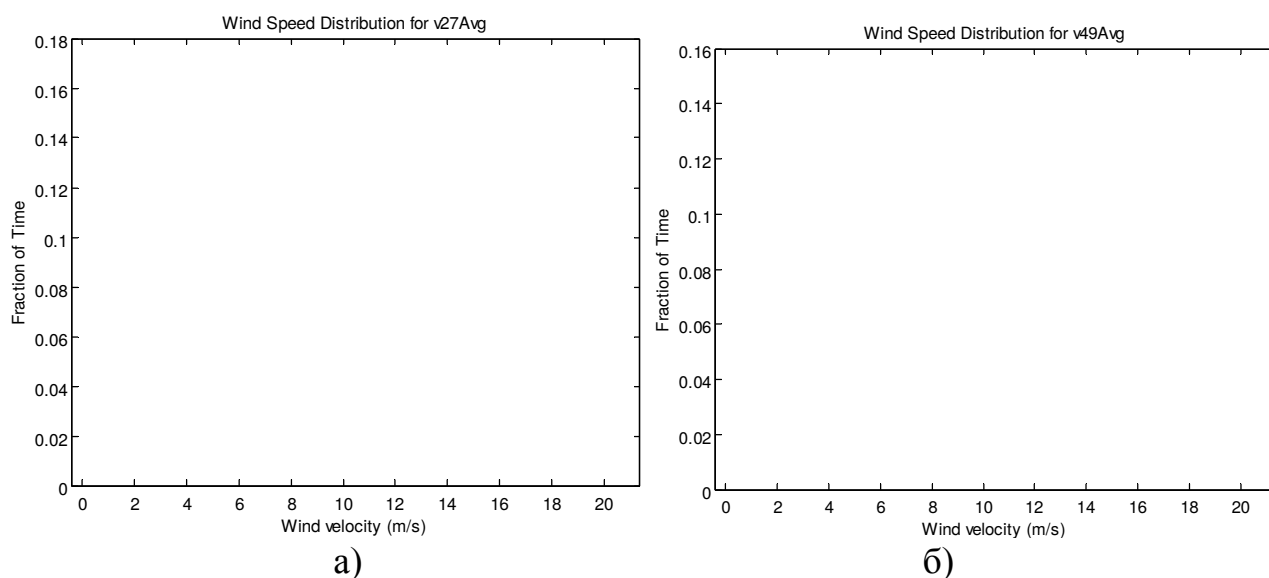
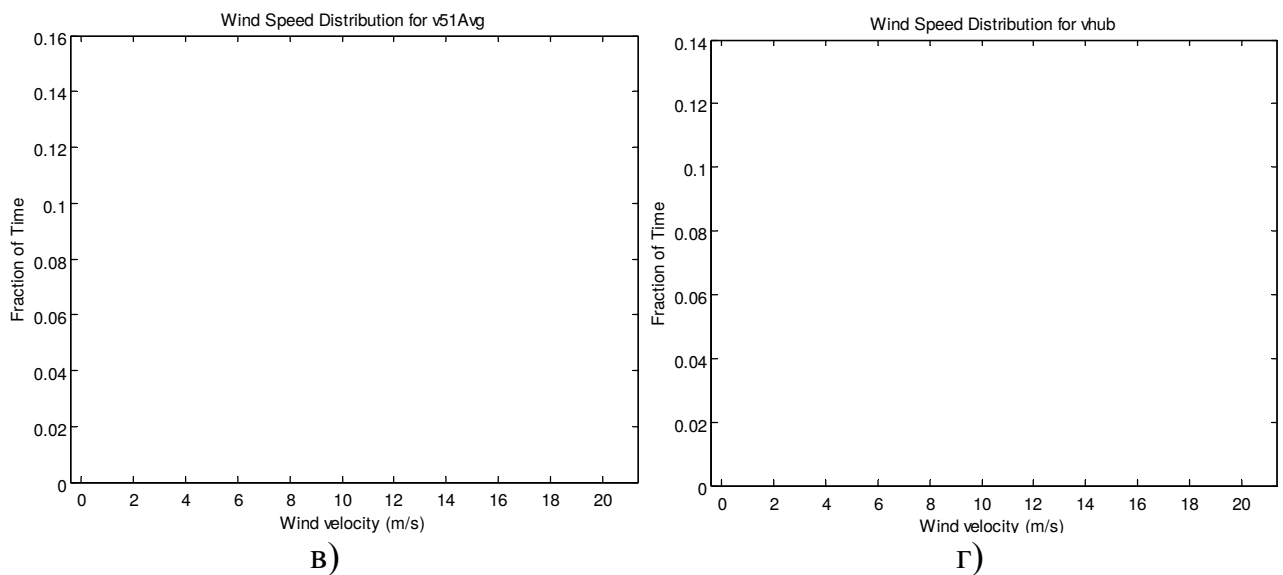


Рисунок 1.16 – Распределение данных скорости ветра для четырех уровней: а) уровень 27 м; б) уровень 49 м; в) уровень 51 м; г) уровень оси ветроколеса 80 м



Продолжение рисунка 1.16

Производим распределение скоростей ветра по сторонам света и создаем розы ветров для трех уровней датчиков (приложение В.1), чтобы показать преобладающие направления ветров для данной местности, в соответствии с рисунком 1.17.

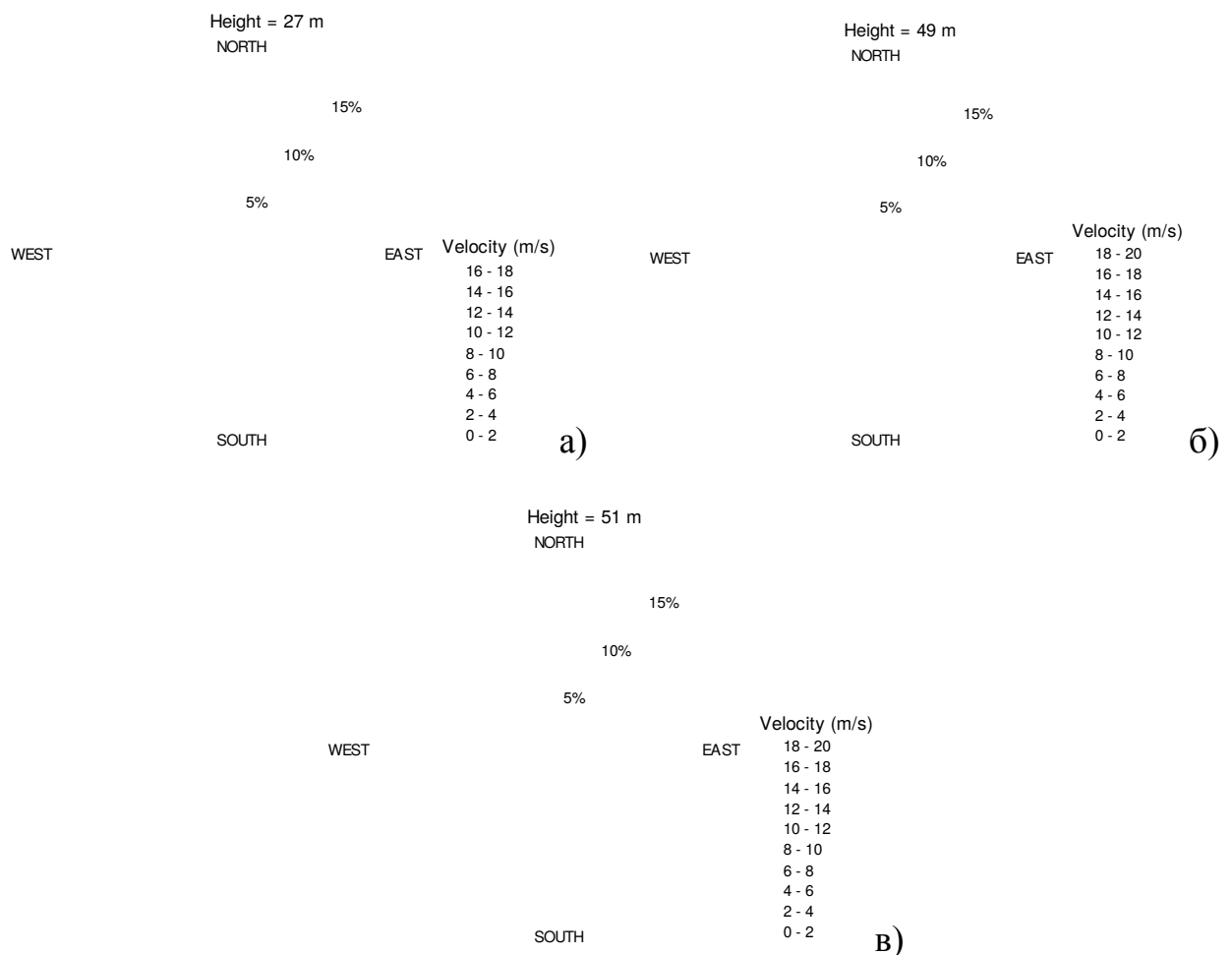


Рисунок 1.17 – Розы ветров направления и скоростей ветра, для трех уровней: а) уровень 27 м; б) уровень 49 м и в) уровень 51 м

Как видно из рисунка преобладание наиболее сильных ветров наблюдается с юго-запада и запада. Далее рассчитаем среднемесячные скорости ветра, в течение проведения измерений, для четырех уровней (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.18.

На рисунке 1.19 показаны графики дневных средних скоростей ветра на уровне оси ветроколеса, на высоте 51 м, 49 м, и 27 м над уровнем земли для метеорологической мачты п.Боровской. Кривая для уровня 27 м. имеет большие значения в дневные часы, что объясняется большими вертикальными воздушными потоками из-за нагрева в течение дня поверхности земли. И с увеличением высоты, средняя скорость ветра возрастает в ночные часы.

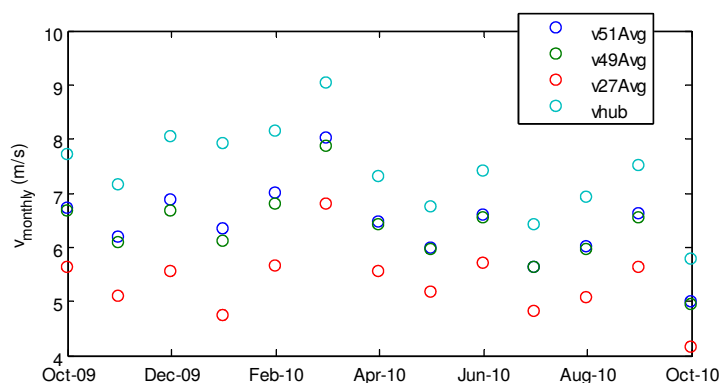


Рисунок 1.18 – Ежемесячные средние скорости ветра на уровне оси ветроколеса (светло синий), на высоте 51 (синий), 49 (зеленый), и 27 (красный) метров над уровнем земли

Произведем расчет средних скоростей ветра в течение суток, за время проведения измерений, для четырех уровней (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.19.

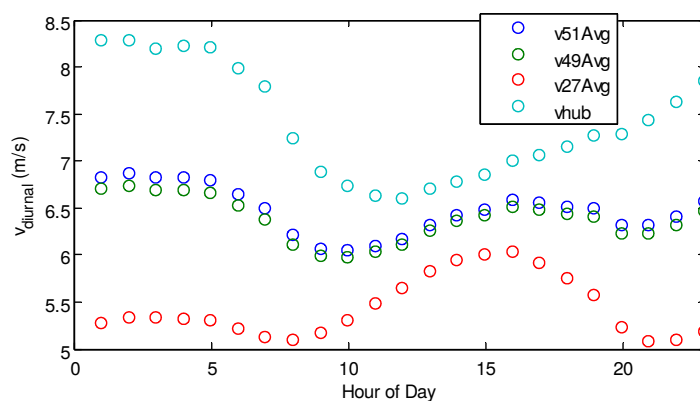
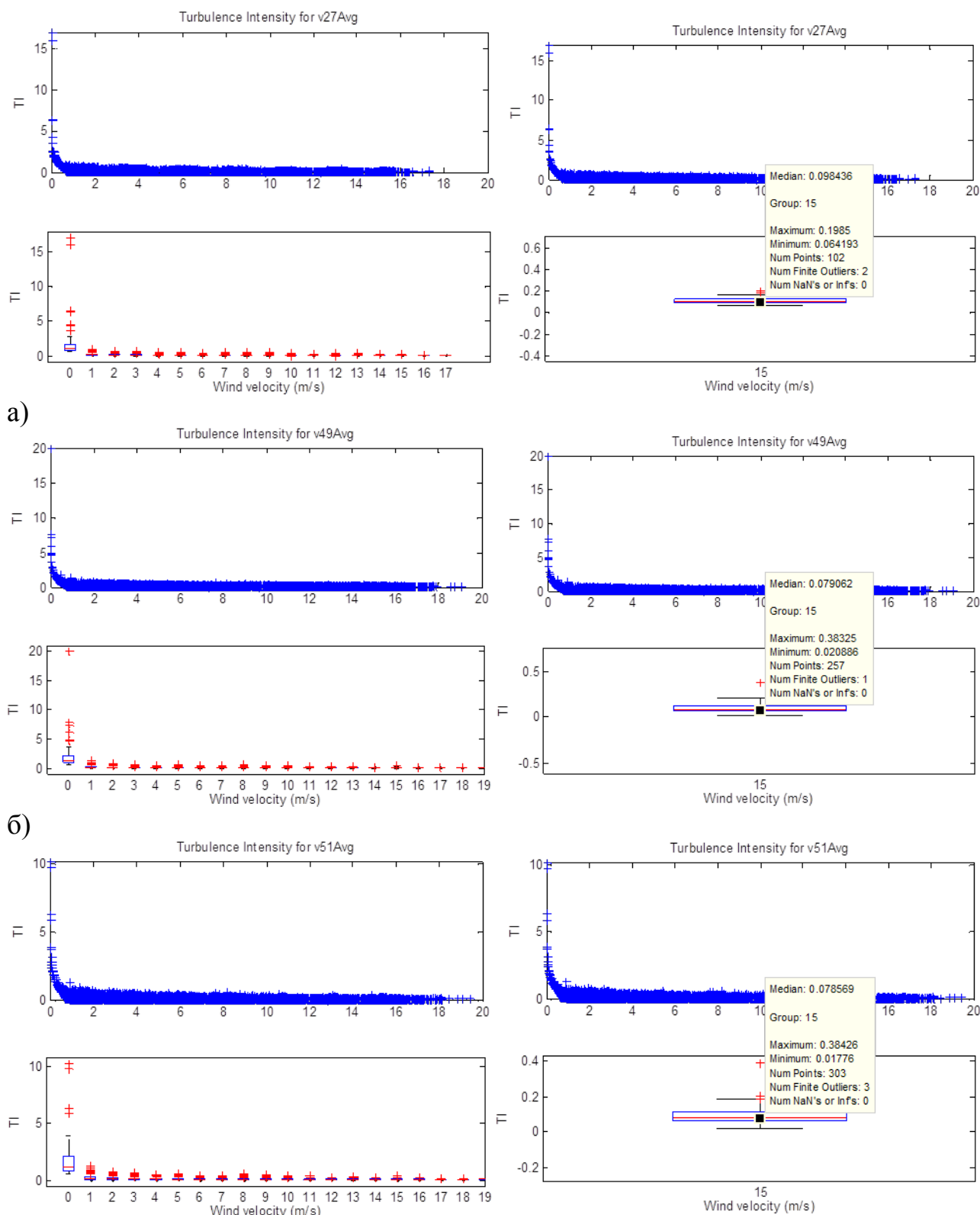


Рисунок 1.19 – Дневная характеристика скорости ветра на уровне оси ветроколеса (светло синий), на высоте 51 (синий), 49 (зеленый), и 27 (красный) метров над уровнем земли

Производим расчет интенсивности турбулентности для трех уровней (приложение В.1) и визуализируем результаты, в соответствии с рисунком 1.20.



в) На оси x показана скорость ветра (м/с), а на оси y интенсивность турбулентности (отн.ед.)

Рисунок 1.20 – Интенсивность турбулентности при значениях скорости ветра, на трех уровнях от поверхности земли (справа на графиках показано среднее значение интенсивности турбулентности воздушного потока I_{ref} при средней скорости 15 м/с): а) уровень 27 м; б) уровень 49 м; в) уровень 51 м

Интенсивность турбулентности на высоте 27 м от уровня земли составляет $I_{ref} = 0,098436$ (9,8%), на высоте 49 м составляет $I_{ref} = 0,079062$ (7,9%), на высоте 51 м составляет $I_{ref} = 0,078569$ (7,86%), в соответствии с рисунком 1.20.

Произведем расчет профиль сдвига ветра атмосферного пограничного слоя, с помощью экспоненциального (степенного) закона (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.21.

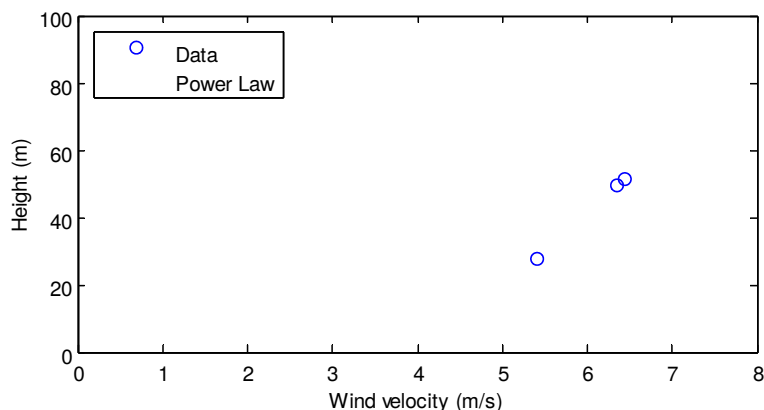


Рисунок 1.21 – Профиль сдвига ветра, точками обозначены средние скорости ветра для трех уровней: а) уровень 27 м; б) уровень 49 м; в) уровень 51 м

Произведем расчет ежемесячного и полного значения показателя степени кривой профиля ветра α (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.22.

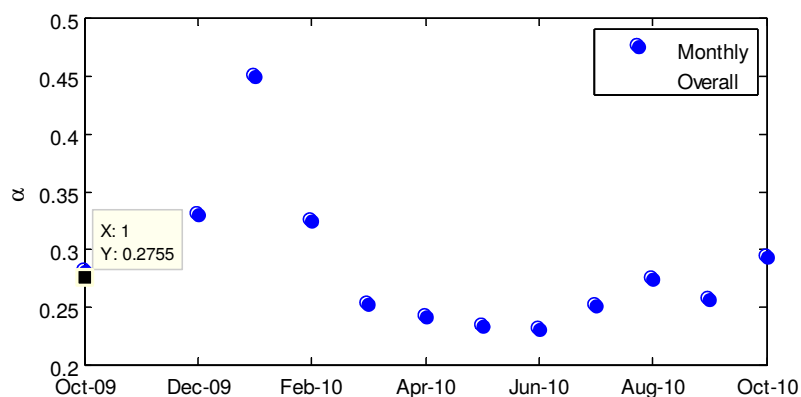


Рисунок 1.22 – Ежемесячное и полное значение показателя степени кривой профиля ветра α

Полное значение показателя степени кривой профиля ветра $\alpha = 0,276$. Далее произведем расчет средней скорости ветра и кинетического энергетического потока (приложение В.1) и визуализируем данные, в соответствии с рисунком 1.23.

Годовая средняя скорость ветра на высоте 80 м в районе п. Боровской равна около 7,414 м/с. Кинетический энергетический поток КЕ равен 415 Вт/м².

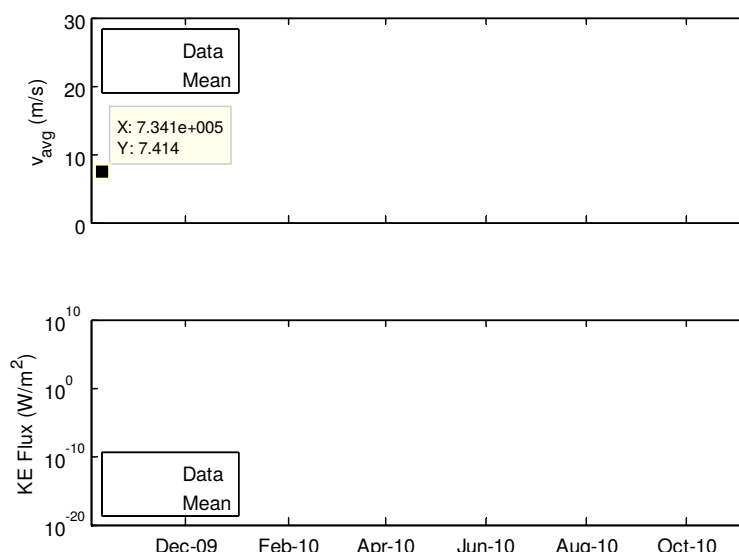


Рисунок 1.23 – Годовая средняя скорость ветра и кинетический энергетический поток

Таблица 1.5 – Статистические данные по ветру, рассчитанные в данном исследовании

Статистика ветра	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3	Уровень 4
Высота над уровнем земли (м)	50,9	49	26,5	80
Минимальная скорость ветра (м/с)	0	0	0	0,0004
Средняя скорость ветра с 10-минутным усреднением (м/с)	6,46	6,36	5,4	7,414
Максимальная скорость ветра с 10-минутным усреднением (м/с)	19,438	19,063	17,313	20,91
Скорость порывистого ветра (м/с)	25,875	25,5	26,063	-
ИЕС (15 м/с) интенсивность турбулентности	7,86	7,9	9,8	-
Минимальная плотность воздуха	-	-	-	1,105
Максимальная плотность воздуха				1,475
Средняя плотность воздуха				1.255

1.2.4 Оценка ветрового потенциала в районе города Павлодар (Павлодарская область)

Город Павлодар согласно ветровому атласу Казахстана, так же находится в зоне достаточно сильных ветров, в соответствии с рисунком А.4 [6].

В городе Павлодар, так же проводится мониторинг ветра на метеорологической станции ИнЕУ. Метеостанция располагается во внутреннем дворе на территории ИнЕУ по улице Ломова. Анемометр и датчик температуры расположены на метеомачте на высоте 12м. Сигналы с анемометра, пиранометра, датчика влажности и датчика температуры проходят через адаптер (контроллер) и с помощью программы MATLAB создается база данных из отдельных текстовых документов с суточными данными.

Координаты метеорологической станции: 52.28^0 северной широты; 76.95^0 восточной долготы; 123 м над уровнем моря [20].

Метеорологические данные представляют собой папку с текстовыми файлами, в каждом файле содержится ежеминутная информация о температуре, солнечная радиации, влажности и скорости ветра, за одни сутки (1440 строк).

Сделана предварительная обработка файлов, с метеорологическими данными за 2011г, а также собранных за предыдущие годы 2008 – 2010 г. (сбор метеоданных производится с 29.04.08). Предварительная обработка заключалась в следующем.

1. Все данные были сгруппированы по годам в отдельные папки: 2008 г. – с 29.04.08 по 31.12.08; 2009 г. – с 01.01.09 по 31.12.09; 2010 г. – с 01.01.10 по 31.12.10; 2011 г. – с 01.01.11 по 31.12.11.
2. Были выбраны данные за 2010 год, имеющие наиболее полную информацию в течение года (отсутствие некоторых данных возможно связано с отключениями электроэнергии или сбоями компьютерной программы ответственной за сбор данных с метеодатчиков проходящих через контроллер).

В результате объединения и корректировки файлов, получаем один большой массив данных за целый год (3 столбца на 520000 строк). Столбцы содержат следующие данные: в первом столбце находятся дата со временем (с шагом 1 минута); во втором средние скорости ветра (с 1-минутным усреднением) и температура (с 1-минутным усреднением).

Из-за отсутствия дополнительных данных необходимых для полной оценки ветрового потенциала была только вычислена среднегодовая скорость ветра, которая составляет 6,48 м/с, с визуализацией данных, в соответствии с рисунком 1.24. По данным ветрового атласа Казахстана средняя скорость ветра на высоте 80 м, для координат г.Павлодар составляет 7,14 м/с, в соответствии с рисунком А.4.

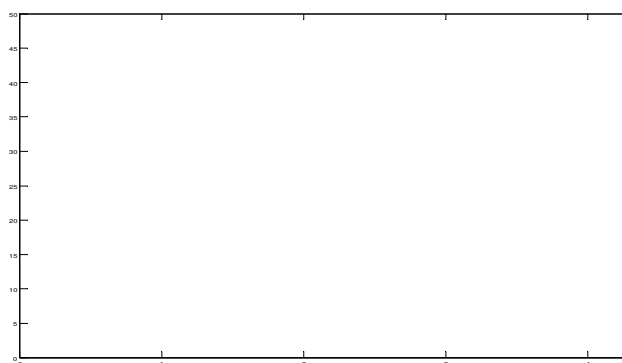


Рисунок 1.24 – График визуализированных данных скорости ветра в г.Павлодар, за 2010 г. (метеостанция ИнЕУ)

Выводы

В первом разделе «Основные характеристики ветрового потока» было рассмотрено образование ветрового потока в приземном слое, атмосферный пограничный слой и его основные характеристики: скорость и направление;

вертикальный профиль ветра; интенсивность турбулентности; экстремальные скорости ветра.

Во втором разделе «Оценка ветрового потенциала северных регионов РК» были рассмотрены методы оценки ветрового потенциала с помощью программы MATLAB, со сравнением полученных результатов для г. Ерейментау с данными исследований компании «PB Power». При сравнении результатов исследований обнаружилось их идентичность, что говорит о корректности выполненных расчетов в программе MATLAB. Определен ветровой потенциал в районе г.Ерейментау (Акмолинская обл.), в районе п.Боровской (Костанайская обл.), ветровой потенциал в районе г.Павлодар (Павлодарская обл.).

Для районов г.Ерейментау (Акмолинская обл.) и п.Боровской (Костанайская обл.), также были рассчитаны и визуализированы результаты расчетов: распределения частоты скорости и направления ветра (для 3-х уровней); среднемесячные и суточные средние скорости ветра (для 4-х уровней); интенсивность турбулентности (для 3-х уровней); профиль сдвига ветра; ежемесячное и полное значение показателя степени кривой профиля ветра α ; среднегодовая скорость ветра и средний кинетический энергетический поток.

В ходе определения ветрового потенциала для трех северных регионов РК, по имеющимся доступным данным, видно, что среднегодовая скорость ветра, которая является основным критерием в определении ветрового потенциала, на высоте 80 м находится приблизительно в диапазоне 7,14 – 8,16 м/с. Значения интенсивность турбулентности при скорости ветрового потока 15 м/с, в районе всех исследованных площадок не превышает 10 % (0,1 отн.ед.).

2 ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

2.1 Обзор и классификация современных ВЭУ основных мировых производителей

2.1.1 Концепции ВЭУ

ВЭУ могут работать или с постоянной скоростью (частотой вращения) или с переменной скоростью. Рассмотрим ВЭУ с *постоянной частотой вращения*. Первые установленные серийные ВЭУ, работали с постоянной скоростью, т.е. независимо от скорости ветра, скорость ротора ВЭУ постоянна и определена частотой энергосистемы, передаточным отношением и конструкцией генератора.

ВЭУ с постоянной скоростью, оборудуются асинхронным генератором (с короткозамкнутым или с фазным ротором), которые непосредственно связаны с энергосистемой, устройством «мягкого пуска» (уменьшает скачок тока, таким образом, ограничивает помехи в энергосистеме) и батареей конденсаторов для того, чтобы компенсировать реактивную мощность. Они разработаны, чтобы достигнуть максимальной производительности при одной особой скорости ветра. Чтобы увеличить выработку энергии, у генератора некоторых ветровых турбин с постоянной скоростью вращения есть две обмотки, одна используется на низких скоростях ветра (как правило, 8 полюсов), а другая при среднем и сильном ветре (обычно 4-6 полюсов) [27].

ВЭУ с постоянной скоростью зарекомендовала себя как простая, крепкая и надежная, при низкой стоимости электрических частей. Но она имеет и свои недостатки, такие как потребление реактивной мощности не поддающееся контролю, механические нагрузки на конструкцию и ограниченный контроль качества выдаваемой электроэнергии. Из-за того, что работа ВЭУ происходит с фиксированной скоростью, все колебания в скорости ветра переходят в колебания в механическом вращающемся моменте, а далее как колебания электроэнергии в энергосистему. В слабых энергосистемах колебания мощности могут также привести к большим флуктуациям напряжения, которые, в свою очередь, приведут к существенным потерям в линии электропередач [27].

Далее рассмотрим ВЭУ с *переменной частотой вращения*. ВЭУ переменной скорости разрабатывались, чтобы достигнуть максимальной аэродинамической эффективности по широкому диапазону скоростей ветра. С работой на переменной скорости стало возможно постоянно адаптировать (ускорять или замедлять), частоту вращения ω ветроколеса к скорости ветра V . При этом отношение окружной скорости λ остается постоянным, в определенном значении, которое соответствует максимальному коэффициенту мощности (отношение окружной скорости λ , равно $\omega R / V$, где R – радиус ротора). В отличие от системы с фиксированной скоростью, система с переменной частотой вращения сохраняет вращающий момент практически

постоянным, а изменения в ветре поглощаются изменениями в скорости генератора [27].

Электрическая система ВЭУ переменной скорости является более сложной, чем система ВЭУ с фиксированной скоростью. Они, как правило, оборудуются асинхронным или синхронным генератором, и соединяются с энергосистемой через конвертер мощности. Конвертер мощности управляет скоростью генератора, то есть колебания мощности, вызванные изменениями ветра, поглощаются, главным образом, изменениями в скорости вращения ротора генератора и, следовательно, в скорости ротора ВЭУ [27].

Преимущества ВЭУ переменной скорости – увеличенная выработка энергии, улучшенное качество мощности и уменьшенная механическая нагрузка на ВЭУ. К недостаткам относятся – потери в силовой электронике, использование большего количества составляющих и увеличение стоимости оборудования из-за силовой электроники. Использование ВЭУ с переменной скоростью вращения увеличивает число применяемых типов генератора и комбинаций типов генератора с типами конвертера мощности [27].

Все ВЭУ разработаны со своим видом регулирования мощности. Есть различные способы управления аэродинамическими силами на ветроколесо, ограничивая мощность при очень сильных ветрах, чтобы избежать повреждения ВЭУ.

Самый простой, надежный и дешевый способ управления – *stall control* (фиксированный угол наклона лопастей, пассивный контроль). При котором угол атаки (наклона) лопасти неизменен (лопасти зафиксированы на ступице под определенным углом), но профиль по длине лопасти делается таким образом, чтобы после достижения номинальной мощности и увеличения скорости ветра, эффективность отдельных участков лопасти уменьшалась. В результате чего, после достижения номинальной мощности и увеличения скорости ветра, роста мощности ВЭУ не происходит или происходит в пределах допустимого значения [28]. Такое медленное аэродинамическое регулирование мощности вызывает меньше колебаний мощности, чем регулирование мощности с быстрым изменением угла атаки. Недостатки этого метода заключаются в более низком КПД при низких скоростях ветра, что не способствует при запуске и изменениях максимальной установившейся мощности из-за изменений плотности воздуха и частоты тока в энергосистеме [27].

Другой тип регулирования – *pitch control* (активный контроль), который предполагает, что лопасти могут поворачиваться вокруг своей продольной оси от ветра, или на ветер (изменяя угол атаки), в том случае, когда вырабатываемая мощность становится слишком высокой или слишком низкой, соответственно. Основные преимущества этого типа регулирования – хорошее регулирование мощности, помогающее при аварийной остановке и при вводе в действие (запуске). С электрической точки зрения хорошее регулирование мощности означает, что при сильных скоростях ветра, среднее значение вырабатываемой мощности держится близко к номинальной мощности генератора. К

недостаткам относятся – более сложная конструкция, которая является результатом наличия дополнительного механизма для установки угла наклона лопасти в соответствии со скоростью ветра и более высокими колебаниями мощности при сильных скоростях ветра. Мгновенная мощность, из-за порывов и ограниченной скорости механизма поворота лопастей, будет колебаться около номинального среднего значения мощности [27].

Третий возможный способ управления – *active stall control*, который обозначает, что фиксированный угол наклона лопасти (*stall*) активно управляется, совершая лопастями движение тангажа. При низких скоростях ветра лопасти имеют крутой уклон, подобно ВЭУ с изменяемым углом наклона лопастей, чтобы достигнуть максимальной производительности. При сильных скоростях ветра лопасти сдвигаются внутрь в более глубокий стопор, и находятся в немного наклоненном положении в направлении, противоположном применяемому в ветроколесах с управляемым углом наклона лопастей. ВЭУ с *active stall*, достигает более гладко ограниченной мощности, без мощных колебаний как в случае ветровых турбин с управлением угла наклона лопастей. Этот тип контроля имеет преимущество в возможности компенсировать изменения плотности воздуха. Комбинация с механизмом регулирования угла наклона лопастей облегчает выполнение останова при аварии и при запуске ВЭУ [27].

Применяемые конфигурации ВЭУ, классифицированы способом управления скоростью вращения и использованием типа регулирования мощности. Если рассматривать регулирование скорости как критерий, то есть четыре различных типа ВЭУ, в соответствии с рисунком 2.1.

Конфигурации ВЭУ так же классифицируются относительно типа регулирования мощностью (лопастями): *stall*, *pitch*, *active stall*. В таблице 2.1 показаны различные типы конфигурации ВЭУ, принимая во внимание оба критерия регулирования (регулирование скорости и регулирование мощности). Каждая комбинация этих двух критериев получает обозначение; например, тип А0 обозначает, ВЭУ с фиксированной скоростью и с пассивным (*stall*) управлением. Закрашенные ячейки в таблице 2.1 указывают на комбинации, которые сегодня не используются в ветроэнергетической отрасли [27].

Таблица 2.1 – Концепции ВЭУ [27]

Регулирование скорости		Регулирование мощности		
		<i>stall</i>	<i>pitch</i>	<i>active stall</i>
Фиксированная скорость	<i>Tun A</i>	<i>Tun A0</i>	<i>Tun A1</i>	<i>Tun A2</i>
Переменная скорость	<i>Tun B</i>	<i>Tun B0</i>	<i>Tun B1</i>	<i>Tun B2</i>
	<i>Tun C</i>	<i>Tun C0</i>	<i>Tun C1</i>	<i>Tun C2</i>
	<i>Tun D</i>	<i>Tun D0</i>	<i>Tun D1</i>	<i>Tun D2</i>

На рисунке 2.1 показаны эксплуатируемые типы конфигураций ВЭУ. *Tun A* – ВЭУ с фиксированной скоростью, где применяется асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором (SCIG), непосредственно связанный с энергосистемой, с компенсацией или без реактивной мощности. *Tun B* – ВЭУ с ограниченным регулированием скорости где применяется асинхронный

генератор с фазным ротором (WRIG), с переменным сопротивлением ротора генератора. *Тип C* – ВЭУ с регулируемой скоростью, где применяется асинхронный (асинхронизированный) генератор двойного питания (DFIG) и преобразователь частоты частичной нагрузки (частично-функциональный) в электрических цепях ротора. *Тип D* – ВЭУ с полностью регулируемой скоростью, где применяется: асинхронный генератор с фазным ротором (WRIG); генератор на постоянных магнитах с переменной скоростью вращения (PMSG) или синхронный генератор с фазным ротором (WRSG), связанные с энергосистемой через конвертер частоты предельной нагрузки (полнофункциональный). Пунктирная линия вокруг коробки переключения передач (КПП) в конфигурации типа D указывает, что там предусмотрена, или не предусмотрена коробка передач [27].

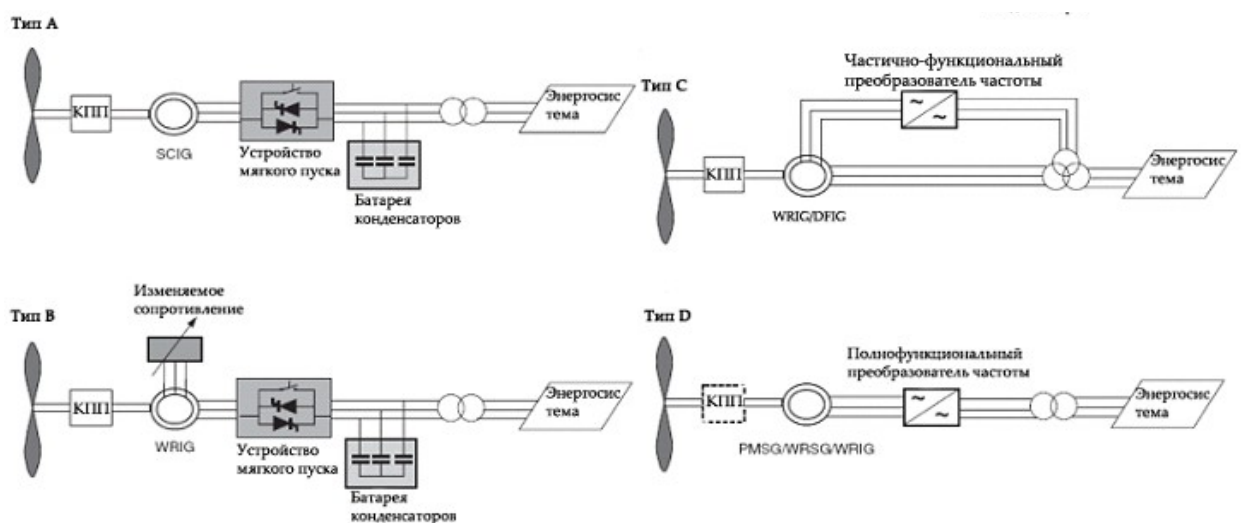


Рисунок 2.1 – Эксплуатируемые типы конфигураций ВЭУ [27]

Конфигурация *Тип A* обозначает ВЭУ с постоянной частотой вращения, на которой установлен асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором (SCIG), непосредственно связанный с энергосистемой через трансформатор, в соответствии с рисунком 2.1. Так как SCIG всегда потребляет реактивную мощность из энергосистемы, эта конфигурация использует батарею конденсаторов для компенсации реактивной мощности. Более сглаженное соединение с энергосистемой достигается с помощью использования устройства мягкого пуска [27].

Независимо от принципа регулирования мощности в ВЭУ с постоянной частотой вращения, колебания ветра преобразовываются в механические колебания и, следовательно, в электрические колебания мощности. В случае слабой энергосистемы они могут выдавать флуктуации напряжения в точке соединения. Из-за этих изменений напряжения, ВЭУ с постоянной скоростью вращения, потребляют переменное количество реактивной мощности из энергосистемы (если нет батарей конденсаторов), которая увеличивает флуктуации напряжения и потери в линиях электропередач. Таким образом, основные недостатки этой концепции состоят в том, что не поддерживается

регулирование частоты вращения, требуется сильная энергосистема, а механическая конструкция должна быть в состоянии выносить большие механические нагрузки [27].

Все три версии Типа А (Тип А0, Тип А1 и Тип А2) ветровой турбины с постоянной скоростью вращения находятся в эксплуатации и производятся некоторыми производителями, и они могут быть характеризованы следующим образом.

Концепция *Tuna A0 (stall control)*, применялась многими датскими изготовителями ВЭУ в течение 1980-ых и 1990-ых годов (направленные против ветра трехлопастные ВЭУ с отрегулированным неизменным углом наклона лопасти). Они были очень популярны из-за своей относительно низкой цены, простоты и надежности. ВЭУ с отрегулированным неизменным углом наклона лопасти не могут содействовать выполнению запуска [27].

Основные преимущества ВЭУ с конфигурацией *Tuna A1 (pitch control)* – в том, что облегчается управляемость мощностью, управляется запуск и остановка при аварии. Главный недостаток состоит в том, что при высоких скоростях ветра даже небольшие изменения в скорости ветра приводят к большим изменениям в выходной мощности. Механизм изменения угла наклона лопасти не достаточно быстр, чтобы избежать таких колебаний мощности. При изменении угла наклона лопасти, слабые флуктуации в ветре могут компенсироваться, но это не возможно в случае порывов [27].

Конфигурация *Tuna A2 (active stall control)* в основном поддерживает все качественные характеристики мощности системой регулирования с фиксированным углом наклона (*stall*). Усовершенствование заключается в лучшем использовании всей системы, в результате использования *active stall control*. Гибкое присоединение лопастей к ступице также облегчает остановку при аварии и при запуске. Но есть один недостаток - более высокая цена, являющаяся результатом применения механизма изменения угла атаки и его контроллера [27].

В настоящее время, ВЭУ с фиксированной скоростью (*типы А0, А1, А2*) практически не выпускаются мировыми лидерами ветроэнергетической промышленности (исключение, например модель MWT 62/1.0 компании Mitsubishi [29]), но продолжают работать в составе ВЭС в различных уголках мира.

Конфигурация *Tuna B (ограниченная переменная частота вращения)* соответствует ВЭУ с ограниченной переменной частотой вращения, с переменным сопротивлением ротора генератора, известным как OptiSlip[®] (зарегистрированная торговая марка Vestas Wind Systems A/S). В этом случае используется асинхронный генератор с фазным ротором (WRIG) который использовался датским изготовителем Vestas с середины 1990-ых. Генератор непосредственно связан с энергосистемой. Батарея конденсаторов выполняет компенсацию реактивной мощности. Более сглаживающее соединение с энергосистемой, достигается при использовании устройства «мягкого пуска». Характерной особенностью этой концепции является наличие переменного

дополнительного сопротивления ротора, которое может быть изменено оптически управляемым конвертером, укрепленным на валу ротора. Таким образом, полное сопротивление ротора управляемо. Оптическая связь избавляет от необходимости установки дорогостоящих токосъемных контактных колец, которым необходимо дополнительное техническое обслуживание (замена щеток). Управление скольжением осуществляется с помощью изменения сопротивления ротора. Таким образом, в системе управляется выдаваемая мощность. Диапазон динамического регулирования частоты вращения зависит от размера переменного сопротивления ротора. Как правило, диапазон частоты вращения на 0–10% выше синхронной частоты вращения. Энергия, приходящая из внешнего силового преобразовательного устройства, преобразуется в тепловую энергию и выводится как тепловые потери [27].

У компании Suzlon Energy Ltd. так же есть похожее устройство с зарегистрированной торговой маркой Suzlon Flexi slip system™ [30].

Конфигурация *Tuna C* (с переменной скоростью и частично-функциональным преобразователем частоты), известна как асинхронный генератор двойного питания (DFIG), концепция соответствует ВЭУ с ограниченной переменной скоростью, с асинхронным генератором с фазным ротором (WRIG) и частично-функциональным преобразователем частоты (номинальная мощность равняется приблизительно 30% номинальной мощности генератора) в цепи возбуждения ротора. Частично-функциональный преобразователь частоты выполняет компенсацию реактивной мощности и более сглаживающее соединение с энергосистемой, позволяющее регулировать частоту вращения ротора с сохранением синхронизма между ЭДС DFIG и напряжением сети. В этой концепции у DFIG, есть более широкий диапазон динамического регулирования частоты вращения, по сравнению с OptiSlip®, который находится в зависимости от мощности преобразователя частоты. Как правило, частота вращения понижается на 40 %, а повышается на 30 % от синхронной частоты вращения. Меньший преобразователь частоты делает эту концепцию более привлекательной, с экономической точки зрения. Основные недостатки – это использование токосъемных контактных колец и защита в случае коротких замыканий в энергосистеме [27].

Конфигурация *Tuna D* (с переменной скоростью и полнофункциональным преобразователем частоты), соответствует ВЭУ с переменной скоростью, с генератором, связанным с энергосистемой посредством полнофункционального преобразователя частоты. Преобразователь частоты выполняет компенсацию реактивной мощности и более сглаживает связь с энергосистемой. Генератор может быть возбужден электрически (синхронный генератор с фазным ротором WRSG или WRIG), или с помощью постоянных магнитов (синхронный генератор на постоянных магнитах PMSG) [27]. Компаниями изготовителями, использующими в моделях ВЭУ с коробкой передач концепцию *Tuna D*, в соответствии с рисунком 3.1, являются: WinWinD, Clipper, GE Wind, Gamesa-Made, Vestas и др.

В машинах на постоянных магнитах, КПД выше, чем в асинхронной машине, поскольку возбуждение обеспечивается без какого-либо источника энергии. Однако, материалы, используемые для того, чтобы произвести постоянные магниты (ниобиевые сплавы), достаточно дорогие и чувствительны к температуре. Магнит может потерять свои магнитные качества при высоких температурах (при 100⁰С полностью теряет магнитные качества). Поэтому, температура элементов генератора PMSG должна контролироваться, для чего требуется надежная система охлаждения [27].

К тому же, использование возбуждения на постоянных магнитах требует использования полнофункционального мощного конвертера, чтобы установить напряжение и частоту выработки к напряжению и частоте передачи, соответственно, что является дополнительным расходом. Однако преимущество состоит в том, что мощность может быть произведена при любой скорости, соответствуя текущим условиям [27].

У некоторых ВЭУ с переменной скоростью, нет коробки передач. В этом случае, используется прямое приведение в движение многополюсного генератора с большим диаметром. Синхронный генератор прямого привода (безредукторный) с возбуждением постоянного тока обозначается (в ветроэнергетической отрасли) как DDSG, а генератор прямого привода на постоянных магнитах как DDPM [27]. Компаниями изготовителями, использующими во всех или в некоторых моделях ВЭУ эти конфигурации, являются Enercon, Lagerwey, Vensis-Goldwind, GE Wind, Siemens Wind Power A/S, Alstom Wind (Ecotecnia).

2.1.2 Современное состояние и тенденции рынка ВЭУ

Для проведения анализа состояния и тенденции рынка ветровых турбин, проводим классификацию с составлением таблицы, которая включает модели ВЭУ мировых производителей, используемые ими концепции и типы генераторов. Здесь так же рассматриваются и самые мощные модели в линейке производителей, обычно предназначенные для установки в море (оффшорные), так как в ветроэнергетической отрасли есть тенденция в течение времени адаптировать их для работы на суше [33].

Хотя установленная мощность ветровых турбин на территории Китая, стала равняться в первом полугодии 2012 году 27,3% от установленной мощности в мире [34], продукция крупных китайских производителей (Sinovel, Goldwind, Dongfang Electric, United Power), не рассматривается. Это связано, во-первых с тем, что на территории КНР выпускаются ВЭУ (или их компоненты), известных европейских и американских производителей, во-вторых нельзя сказать, что ВЭУ китайских производителей (брендов) являются уникальными (оригинальными), так как они используют известные уже концепции (технологии) ВЭУ мировых производителей. К тому же количество установленных в Китае ВЭУ китайских производителей (брендов), связано с их законами согласно которых, они обязаны были устанавливать ВЭУ,

изготовленные с китайской составляющей не менее 70%, а в данный момент (с 2012 года) не менее 100 % [34]. Из этого следует, что достаточно большая установленная мощность ветровых турбин с китайским брендом не является показателем их высоких технических характеристик.

Поправки в законах РК в сфере возобновляемой энергетики, сделанные для улучшения инвестиционного климата, способствуют установке наиболее совершенного и надежного оборудования известных мировых брендов (обычно имеющих относительно более высокую стоимость). Это объясняется тем, что возвратность вложенных средств будет гарантироваться государством, посредством введения системы фиксированных тарифов на поставку энергии, производимой объектами ВИЭ [35].

Была проведена классификация моделей ВЭУ 14-ти лучших мировых производителей (таблица Е.1). Данные по конфигурации, понятию регулирования, типа генератора, скорости генератора и турбины, диапазона частот вращения ротора для каждой ВЭУ были взяты из технического описания, расположенных на официальных сайтах производителей ВЭУ, публично доступных в интернете [29,30,31,32,33,36,37,38,39,40,41,42,43,44,45,46,47,48,49].

2.2 Исследование единичной мощности ВЭУ для условий Северного Казахстана

2.2.1 Выбор концепции, конфигурации компоновки ВЭУ и типа генератора

В разделе 2.1.3 был произведен детальный обзор и классификация, производимых в настоящее время ведущими мировыми производителями, ветровых турбин. По таблице Е.1 видно, что наиболее зарекомендовали себя новые и старые модели ВЭУ с переменной скоростью вращения, имеющие конфигурацию компоновки *типов С и D*, с генераторами DFIG, PMSG, DDPM, DDSG.

Генераторы с переменной скоростью вращения более эффективны при преобразовании энергии ветра по более широкому диапазону скоростей ветра. Поэтому, рынок ВЭУ серийного производства направлен на применение данных типов генератора. В последние годы стали наиболее распространены три типа генератора: асинхронный генератор двойного питания (DFIG); многополюсный синхронный генератор с постоянным током возбуждения (DDSG), с безредукторным приводом (прямого включения) и синхронный генератор на постоянных магнитах (DDPM), с безредукторным приводом. Это связано в первую очередь с развитием полупроводниковых преобразователей на основе силовой электроники (биполярные транзисторы с изолированным затвором IGBT). Сравнение особенностей этих ВЭУ с тремя конфигурациями приводов и генераторов показано в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Сравнение ВЭУ (с переменной скоростью) с тремя конфигурациями приводов и генераторов [5]

DFIG и другие асинхронные генераторы	DDSG	DDPM
1	2	3
Асинхронный генератор работает в широком диапазоне условий скольжения. Фазный ротор или поставляет или является питаемым энергией, в зависимости частоты вращения ветроколеса.	Ротор питает постоянный ток возбуждения. Работа с переменной скоростью с большим количеством полюсов выдает мощность переменной частоты, которая преобразуется прежде, чем поставляется в энергосистему	У ротора есть постоянные магниты. Работа с переменной скоростью выдает мощность переменной частоты, которая преобразуется прежде, чем поставляется в энергосистему
Коэффициент мощности может регулироваться	Коэффициент мощности может регулироваться	Коэффициент мощности может регулироваться. Требуются дополнительные схемы, для управления коэффициентом мощности
Статор непосредственно связан с энергосистемой. Помехи в энергосистеме могут затронуть генератор.	Генератор изолирован от энергосистемы. Лучшая способность управления напряжением в рабочем режиме.	Генератор изолирован от энергосистемы. Лучшая способность управления напряжением в рабочем режиме.
Выдаваемое напряжение, как правило - меньше чем 1 кВ	Выдаваемое напряжение может быть высокое, порядка десятков киловольт. Трансформатор не требуется, если связан с распределительными линиями	Выдаваемое напряжение высокое, может быть порядка десятков киловольт. Трансформатор не требуется, если связан с распределительными линиями
Требуется коробка передач	Коробки передач нет. Потери из-за трения, вибрации, высокая стоимость и шум отсутствуют.	Нет коробки передач
Генераторы компактные	Многополюсные генераторы имеют большие габариты	Генераторы относительно компактные
Наличие токосъемных контактных колец и щеток для обмоток ротора, приводит к более дорогому техническому обслуживанию и более низкой надежности	Нет токосъемных контактных колец и щеток	То же самое как DDSG
Рабочий диапазон скоростей ветра является более ограниченным	Рабочий диапазон скоростей ветра выше	То же самое как DDSG
Способность управлять порывами ветра ограничено. Порывы вызывают существенное увеличение вращающего момента	Порывы приводят к увеличению скорости, удерживая вращающий момент в пределах нормы. Энергия порывов ветра преобразовывается в электроэнергию	То же самое как DDSG

1500/3000 оборотов в минуту, момент инерции небольшой	Обороты находятся в диапазоне 15 - 30 оборотов в минуту, момент инерции большой	То же самое как DDSG
---	---	----------------------

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3
Небольшие конвертеры на основе силовой электроники, необходимые для управления схемой (цепями) ротора	Большие выпрямители и инверторы должны преобразовывать всю произведенную электрическую мощность в постоянный ток, а затем в переменный ток с частотой энергосистемы. Произведенные высокочастотные гармоники, могут быть смягчены фильтрами	То же самое как DDSG
Компактный генератор, но сложная силовая электроника	Большой генератор требует, точности производства и при сборке поддерживался равномерно минимальный воздушный зазор	Высокая стоимость материала магнитов, и сборка осложнена требованием для минимального воздушного зазора

В таблице 2.2 были рассмотрены особенности вариантов ВЭУ с тремя типами генераторов, которые имеют свои преимущества и недостатки. ВЭУ с редукторным приводом и прямого включения, имеют свои положительные и отрицательные качества.

Например, у ВЭУ с редукторным приводом происходят потери в коробке передач, а у ВЭУ прямого включения из-за большого диаметра ротора генератора, большой момент инерции. Наименьшую стоимость имеют ВЭУ с асинхронными генераторами, затем в порядке возрастания идут ВЭУ с конфигурацией DFIG, DDSG, PMSG и с DDPM [5]. Но с повышением стоимости увеличиваются возможности ВЭУ в регулировании выдаваемой мощности, улучшаются качественные характеристики мощности и т.д. [27]. Поэтому нельзя сказать, что какой-то из вариантов наиболее совершенен и универсален для всех случаев применения.

2.2.2 Выбор класса ВЭУ по условиям соответствия исследованным площадкам размещения

Неотъемлемая часть оценки ресурсов ветра должна определить класс ВЭУ, который является подходящим для данной территории. Каждый класс ВЭУ применим к широкому спектру площадок, имеющих интервалы скоростей ветра и параметры, описывающие процессы турбулентности, соответствующие значениям рассматриваемого класса.

В таблице 2.3 и 2.4 представлены величины базовых параметров, которые определяют принадлежность ВЭУ к классу I, II, III или S. На этом этапе подтверждается, что фактические условия территории менее тяжелые, чем для номинального режима класса турбины.

В 2005 была выпущена 3-я редакция IEC 61400-1 (таблица 2.4), но многие национальные стандарты и руководящие принципы все еще основаны на 2-ой редакции, где указана средняя скорости ветра V_{ave} , характерная интенсивность турбулентности I_V и экстремальная скорость ветра V_e (таблица 2.3), а значения параметров приведены к оси ветроколеса [2].

Таблица 2.3 – Базовые параметры классов ВЭУ (IEC 61400-1, 2-ая редакция) [50]

Класс ветра	I	II	III	IV		
Экстремальная нагрузка				Ед. изм.	Комментарии	
$V_{ref} = V_{m50}$	50.0	42.5	37.5	30.0	м/с	Ожидаемый экстремальный ветер за 50 лет, с 10-минутным усреднением
V_{e50}	70.0	59.5	52.5	42.0	м/с	Экстремальный ветер за 50 лет, с 3-секундным усреднением
V_{m1}	37.5	31.9	28.1	22.5	м/с	Ожидаемый ежегодный экстремальный ветер, с 10-минутным усреднением
V_{e1}	52.5	44.6	39.4	31.5	м/с	Ожидаемый ежегодный экстремальный ветер, с 3-секундным усреднением
Усталостная прочность						
V_{ave}	10.0	8.5	7.5	6.0	м/с	Среднегодовая скорость ветра на высоте ступицы
I_A	18.0	18.0	18.0	18.0	%	Характерная интенсивность турбулентности при $V = 15$ м/с, Класс А
I_B	16.0	16.0	16.0	16.0	%	Характерная интенсивность турбулентности при $V = 15$ м/с, Класс В

В таблице 2.4 также, значения параметров приведены к оси ветроколеса: I, II, III – нормальные классы ВЭУ; S – специальный класс; А – подкласс ВЭУ для повышенной турбулентности; В – подкласс ВЭУ для умеренной турбулентности; С – подкласс ВЭУ для низкого уровня турбулентности; I_{ref} – ожидаемое значение интенсивности турбулентности воздушного потока, при средней скорости 15 м/с, определенной на 10-ти минутном интервале, на высоте оси ветроколеса.

Таблица 2.4 – Определение класса ВЭУ (IEC 61400-1, 3-я редакция) [51]

Класс ВЭУ		I	II	III	S
Подкласс турбулентности	V_{ref} (м/с)	50	42.5	37.5	Значения расчетных параметров назначаются проектировщиком
A	I_{ref}	0.16			
B	I_{ref}	0.14			
C	I_{ref}	0.12			

Класс ветряной турбины должен быть выбран таким образом, чтобы следующие условия были удовлетворены [5]:

1. Локальная экстремальная скорость ветра в 10-ти минутном интервале осреднения на высоте оси ветроколес z_{hub} с периодом повторяемости 50 лет, является меньше чем V_{ref} ВЭУ.
2. Вероятностная функция плотности распределения локальной средней скорости ветра в 10-ти минутном интервале осреднения на высоте оси ветроколеса z_{hub} – меньше чем вероятностная плотность распределения Рэля с $V_{ave} = 0,2V_{ref}$ для всей скорости ветра в диапазоне от $0,2 V_{ref}$ до $0,4 V_{ref}$ ВЭУ. Для большинства распределений Вейбулла со значением k близким к 2, это может быть упрощено до средней скорости ветра в 10-ти минутном интервале на высоте ступицы – меньше чем $0,2V_{ref}$.
3. Локальная эффективная интенсивность турбулентности I_{eff} (включая воздействие спутного следа) является меньше чем I_{ref} ВЭУ. Локальная интенсивность турбулентности, которая представляет интерес, для скорости ветра в диапазоне от 0,6 номинальной скорости ветра, до скорости ветра при которой отключается турбина.
4. Локальный средний сдвиг ветра на высоте ступицы должен быть положительной величиной и меньше чем 0,2.
5. Локальный угол воздушного потока относительно горизонтальной плоскости должен быть $\pm 8^\circ$ [5].

Сложность ландшафта определяется величиной отклонений рельефа местности от плоской поверхности. Площадка, показатели которой, превышают установленные в таблице 2.5, имеет сложный ландшафт. Угол уклона аппроксимирующей плоскости, используемый в таблице 2.5, обозначает уклон плоскости, которая является наилучшим приближением изменений рельефа в пределах установленного расстояния от ВЭУ и проходит через основание башни ВЭУ. В данном случае высота изменения рельефа от аппроксимирующей плоскости измеряется расстоянием, измеренным по вертикали от любой точки на поверхности ландшафта до аппроксимирующей плоскости. z_{hub} – высота от уровня основания до оси ветроколеса ВЭУ.

В сложном ландшафте интенсивность турбулентности I_{ref} должна быть умножена на поправочный коэффициент C_{ct}

$$C_{ct} = \begin{cases} \frac{1}{1.375} \sqrt{1 + \frac{\sigma_2^2 + \sigma_3^2}{\sigma_1^2}} \\ 1.15 \text{ если } \sigma_1 \text{ не доступен} \end{cases}, \quad (2.1)$$

где σ_1 , σ_2 , σ_3 являются продольной, поперечной, и восходящей составляющей среднеквадратичного отклонения скорости ветра [2].

Таблица 2.5 – Показатели сложности ландшафта (ИЕС 61400-1, 3-я редакция) [51]

Диапазон расстояния от ВЭУ	Максимальный угол уклона	Максимальная высота изменений рельефа местности в пределах круга
----------------------------	--------------------------	--

	аппроксимирующей плоскости	радиусом $1,3 Z_{hub}$, расположенного в аппроксимирующей плоскости
$<5 z_{hub}$	$<10^\circ$	$<0.3 z_{hub}$
$<10 z_{hub}$		$<0.6 z_{hub}$
$<20 z_{hub}$		$<1.2 z_{hub}$

2.2.2.1 Расчет базовой и экстремальной скорости ветра

Произведем, по имеющимся данным, расчет базовой скорости ветра V_{ref} , являющейся основной характеристикой скорости ветра, которая используется для классификации ВЭУ. Остальные, влияющие на конструкцию климатические параметры, выводятся из базовой скорости и прочих основных параметров, определяемых классом принадлежности ВЭУ. ВЭУ, принадлежащая к классу ВЭУ с базовой скоростью V_{ref} , должна выдерживать климатические условия, в которых экстремальная средняя за 10-минутный интервал скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет на высоте оси ветроколеса V_{m50} , меньше или равна V_{ref} . Для стандартных классов ВЭУ

$$V_{ave} = 0,2 V_{ref}, \quad (2.2)$$

откуда следует, что

$$V_{ref} = V_{m50} = 5 V_{ave}. \quad (2.3)$$

Ввиду отсутствия необходимых функций в используемой версии программного обеспечения MATLAB, для обработки долгосрочных данных реанализа NCEP/NCAR (данные в формате netCDF), и последующей их корреляцией с данными метеомачты, для п.Боровской и г.Павлодар использовалось значение долгосрочной средней скорости ветра V_{ave} из ветрового атласа Казахстана, в соответствии с рисунком А.3. Так как, при сравнении значения долгосрочной средней скорости ветра на высоте оси ветроколеса для площадки в районе г.Ерейментау ($V_{ave} = 8,16$ м/с) [22] и значения из ветрового атласа ($V_{ave} = 8,1676$ м/с), по координатам метеомачты [26], в соответствии с рисунком А.2, обнаруживается что они практически идентичны.

Для п.Боровского принимается значение долгосрочной средней скорости ветра по ветровому атласу $V_{ave} = 7,715$ м/с. Для г.Павлодар принимается значение долгосрочной средней скорости ветра по ветровому атласу $V_{ave} = 7,136$ м/с, в соответствии с рисунками А.3 и А.4.

По формуле (2.3) находим базовую скорость ветра для г.Ерейментау, п.Боровской, г.Павлодар, г.Астана, г.Аркалык. Для г.Ерейментау базовая скорость ветра V_{ref} будет равна

$$V_{ref} = 5V_{ave} = 5 \times 8,16 = 40,8 \text{ м/с.}$$

Для п.Боровской базовая скорость ветра V_{ref} будет равна

$$V_{ref} = 5V_{ave} = 5 \times 7,715 = 38,6 \text{ м/с.}$$

Для г.Павлодар базовая скорость ветра V_{ref} будет равна

$$V_{ref} = 5V_{ave} = 5 \times 7,136 = 35,7 \text{ м/с.}$$

Для г.Астана базовая скорость ветра V_{ref} будет равна

$$V_{ref} = 5V_{ave} = 5 \times 7,25 = 36,25 \text{ м/с.}$$

Для г.Аркалык базовая скорость ветра V_{ref} будет равна

$$V_{ref} = 5V_{ave} = 5 \times 7,5 = 37,5 \text{ м/с.}$$

Для выбора класса ВЭУ необходимо знать значение интенсивности турбулентности на высоте оси ветроколеса, при скорости ветра 15 м/с. Так же это значение интенсивности турбулентности необходимо для расчета экстремальной скорости ветра. Рассмотрим графики интенсивности турбулентности на разных уровнях измерения для площадки в районе п.Боровской, в соответствии с рисунком 1.20.

Ввиду отсутствия значения интенсивности турбулентности на высоте оси ветроколеса, мы можем принять рассчитанное значение интенсивности турбулентности для высоты 51м, так как из графиков, в соответствии с рисунками 1.11 и 1.20, прослеживается тенденция понижения интенсивности турбулентности с увеличением высоты. На высоте 27 м составляет $I_V = 0,098436$ (9,8%), на высоте 49 м составляет $I_V = 0,079062$ (7,9%), на высоте 51 м составляет $I_V = 0,078569$ (7,8%). Поэтому можно предположить, что на высоте оси ветроколеса, значение интенсивности турбулентности будет даже меньше чем на высоте 51 м.

По данным ПРООН (PB Power) [21,22,23,24], значение интенсивности турбулентности на высоте 51 м над поверхностью земли, при скорости ветра 15 м/с составляет: для площадки в районе Ерейментау 7,7%; для г.Астана 10,6%; для г.Аркалык 8,7%. Рассчитанное в ходе данного исследования значение интенсивность турбулентности на высоте 51 м для Боровского равно 7,86%. Для г.Павлодара нет данных, поэтому для дальнейшего исследования будем использовать только значение долгосрочной средней скорости.

Далее рассчитываем экстремальную скорость, т.к. многие производители ВЭУ используют ещё стандарт 2-ой редакция ИЕС 61400-1, для указания класса

ветра. По формуле (1.6) находим экстремальную скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет V_{e50} , для г.Ерейментау, п.Боровской, г.Астана, г.Аркалык.

Для г.Ерейментау при интенсивности турбулентности $I_V = 0,077$ отн.ед., экстремальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет V_{e50} , согласно формулы (1.6) будет равна

$$V_{e50} = V_{ref}(1+2,8I_V) = 40,8 \times (1 + 2,8 \times 0,077) = 49,6 \text{ м/с.}$$

Для п.Боровской при интенсивности турбулентности $I_V = 0,078$ отн.ед., экстремальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет V_{e50} , будет равна

$$V_{e50} = V_{ref}(1+2,8I_V) = 38,6 \times (1 + 2,8 \times 0,078) = 46,2 \text{ м/с.}$$

Для г.Астана при интенсивности турбулентности $I_V = 0,106$ отн.ед., экстремальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет V_{e50} , согласно формулы (1.10) будет равна

$$V_{e50} = V_{ref}(1+2,8I_V) = 36,25 \times (1 + 2,8 \times 0,106) = 47,01 \text{ м/с.}$$

Для г.Аркалык при интенсивности турбулентности $I_V = 0,087$ отн.ед., экстремальная скорость ветра с периодом повторяемости 50 лет V_{e50} , согласно формулы (1.10) будет равна

$$V_{e50} = V_{ref}(1+2,8I_V) = 37,5 \times (1 + 2,8 \times 0,087) = 46,64 \text{ м/с.}$$

2.2.2.2 Выбор класса ВЭУ для исследованных площадок

Из сравнения расчетных значений по долгосрочной средней скорости ветра V_{ave} , базовой скорости ветра V_{ref} , экстремальной скорости ветра с периодом повторяемости 50 лет V_{e50} для районов вблизи г. Ерейментау, п.Боровской, г.Павлодар, г.Астана, г.Аркалык с контрольными табличными данными стандарта ИЕС 61400-1 (таблица 2.3 и 2.4) следует, что для трех северных регионов РК (г. Ерейментау, п.Боровской, г.Аркалык), подходит класс ВЭУ ИЕС II. Для районов вблизи г.Астана подходит класс ВЭУ ИЕС III. Для г.Павлодар определить класс ВЭУ и подкласс интенсивности турбулентности, не представилось возможным из-за отсутствия соответствующих данных мониторинга характеристик ветра (средней скорости ветра с 10-минутным усреднением; значения среднеквадратичного отклонения скорости ветра).

Подкласс по интенсивности турбулентности выбирается по таблице 2.3, так как все рассмотренные производители ВЭУ придерживаются стандарта ИЕС 61400-1 2-ой редакции, для района г.Ерейментау, п.Боровской, г.Астана, г.Аркалык соответствует подклассу В, так как интенсивности турбулентности

для четырех площадок составляет менее 16% (по стандарту IEC 61400-1, 3-ей редакции для всех площадок соответствует подкласс C).

Таким образом, для площадок в районе г.Ерейментау, п.Боровской, г.Аркалык подходят ВЭУ с классом IEC IIВ, а для района г.Астана с классом IEC IIIВ.

Хотя так же могут применяться ВЭУ, имеющие классы IEC IIА/ IА/ IВ, но которые рассчитаны на более высокие средние скорости ветра, поэтому коэффициент использования мощности будет снижаться. Так же их конструкции располагают большим запасом прочности и соответственно, стоимость будет выше. Некоторые производители выпускают свои модели только с классом IEC IIА или IEC IIIА (общий и для подкласса интенсивности турбулентности А и для подкласса В) рассматривать будем только модели с классом ВЭУ IEC IIА, IEC IIВ и IEC IIIА.

Данному классу ВЭУ относятся следующие модели производителей [30,31,32,33,36,37,38,39,40,41,42,43,45,46,47,48,49], которые выбираем из таблицы Е.1 и заносим в таблицу 2.6 по классам ВЭУ.

Таблица 2.6 – Модели ВЭУ класса IEC IIА, IEC IIВ и IEC IIIА

ВЭУ класса IEC IIА	ВЭУ класса IEC IIВ	ВЭУ класса IEC IIIА
1	2	3
Vestas, Дания: V112, 3.0 МВт Onshore V90, 3.0 МВт V80, 2.0 МВт V90-1.8 МВт V90-1.8 MW GridStreamer™ V100-2.0МВт GridStreamer™ (IECIIА)	V100, 2.6 МВт V100, 1.8/2.0 МВт	V112, 3.0 МВт Onshore V90-2.0 МВт V90-2.0 MW GridStreamer™
Enercon, Германия: Е-101, 3.05 МВт Е-92, 2.35 МВт Е-82 Е3, 3 МВт Е-82 Е2, 2.3 МВт Е-82 Е2, 2 МВт Е-70, 2.3 МВт		
Gamesa-Made, Испания: G128, 4.5 МВт G97, 2 МВт G90, 2 МВт G87, 2 МВт		G136, 4.5 МВт G114, 2 МВт G97, 2 МВт G90, 2 МВт
GE Wind, США: 2.75-103, 2.75 МВт	2.5-100, 2.5 МВт 2.75-100, 2.75 МВт	2.5-103, 2.5 МВт
Nordex,Германия: N117/3000, 3.0 МВт (91,120м)		N117/3000, 3.0 МВт

N100/2500, 2.5 МВт		(141м) N117/2400, 2.4 МВт
REpower , Германия: 6М, 6.15 МВт Onshore 5М, 5.075 МВт Onshore 3.4М104, 3.4 МВт MM100, 2 МВт MM92, 2.05 МВт		3.2М114, 3.2 МВт MM100, 2 МВт
Clipper , США C93, 2.5 МВт	C96, 2.5 МВт	

Продолжение таблицы 2.6

1	2	3
Siemens Wind Power A/S , Дания: SWT-3.6-120, 3.6 МВт SWT-2 3-101, 2.3 МВт SWT-2.3-93, 2.3 МВт		SWT-2.3-113, 2.3 МВт SWT-2 3-108, 2.3 МВт
Suzlon , Индия: S88 Mk II, 2.25 МВт S95, 2.1 МВт S88, 2.1 МВт	S88 Mk II, 2.25 МВт	S97, 2.1 МВт S82, 1.5 МВт
VENSYS-Goldwind , Германия-Китай: VENSYS 109, 2.5 МВт VENSYS 70, 1.5 МВт VENSYS 77, 1.5 МВт		VENSYS 100, 2.5 МВт VENSYS 112, 2.5 МВт VENSYS 77, 1.5 МВт VENSYS 82, 1.5 МВт
Alstom Wind (Ecotecnia) , Испания: ECO 110, 3 МВт	ECO 122, 2.7 МВт	ECO 122, 2.7 МВт
Mitsubishi , Япония: MWT 102/2.4, 2.4 МВт MWT 100/2.4, 2.4 МВт MWT 95/2.4, 2.4 МВт MWT 92/2.4, 2.4 МВт		
WinWinD , Финляндия: WWD-3 D-90, 3.0 МВт WWD-3 D-100, 3.0 МВт		WWD-3 D-103, 3.0 МВт WWD-3 D-109, 3.0 МВт
Lagerwey , Нидерланды: L100, 2.5 МВт		

Из таблицы 2.6 видно, что некоторые модели ВЭУ могут использоваться как в классе ИЕС IIА, так и в классе ИЕС IIIА. Для дальнейшего исследования

выберем модели с наибольшей установленной мощностью, т.к. их установка наиболее экономически целесообразна, с классом ВЭУ IEC IIА/ IIВ.

2.2.3 Оценка средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности ВЭУ

Прогнозирование выработки электрической мощности – возможно с использованием данных измеренной скорости ветра и полученных гистограмм, соответствующих функции распределения, и графика мощности ВЭУ.

Для прогнозирования выработки электроэнергии ВЭС, кроме того необходимо рассмотреть влияние экранирующего действия непосредственно на площадке, а также влияния спутных струй от соседних ВЭУ. На протяжении эксплуатации ВЭС, реальная вырабатываемая электроэнергия будет меньше, чем выработка, вычисленная при проектировании, из-за аварийных остановок, технического обслуживания, и восстановительных работ [2]. В данной работе будет рассчитываться только средняя вырабатываемая мощность отдельной ВЭУ, для выбора ВЭУ с наибольшим коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ).

2.2.3.1 Методы оценки вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности ВЭУ

Расчет выработки, с использованием гистограммы скорости ветра и графика мощности ВЭУ.

Для гистограммы с заданной шириной шкалы скорости ветра, относительная частота $h_i = t_i / T$, с отдельной шкалой скорости ветра V_i , следует из своей временной доли t_i , рассматриваемого периода времени T , в соответствии с рисунком 2.2. Если теперь график мощности $P(V)$ ВЭУ, в соответствии с рисунком 2.2, является с той же самой шириной шкалы скорости ветра, выработка электроэнергии E_i , выносится с отдельной шкалой скорости ветра, в соответствии с рисунком 2.2 [2]

$$E_i = h_i * P_i * T \quad (2.4)$$

В итоге, выработка электроэнергии всех шкал, дает полную выработку электроэнергии E_{total} , за рассматриваемый период времени T

$$E_{total} = \sum E_i = T \sum h_i * P_i \quad (2.5)$$

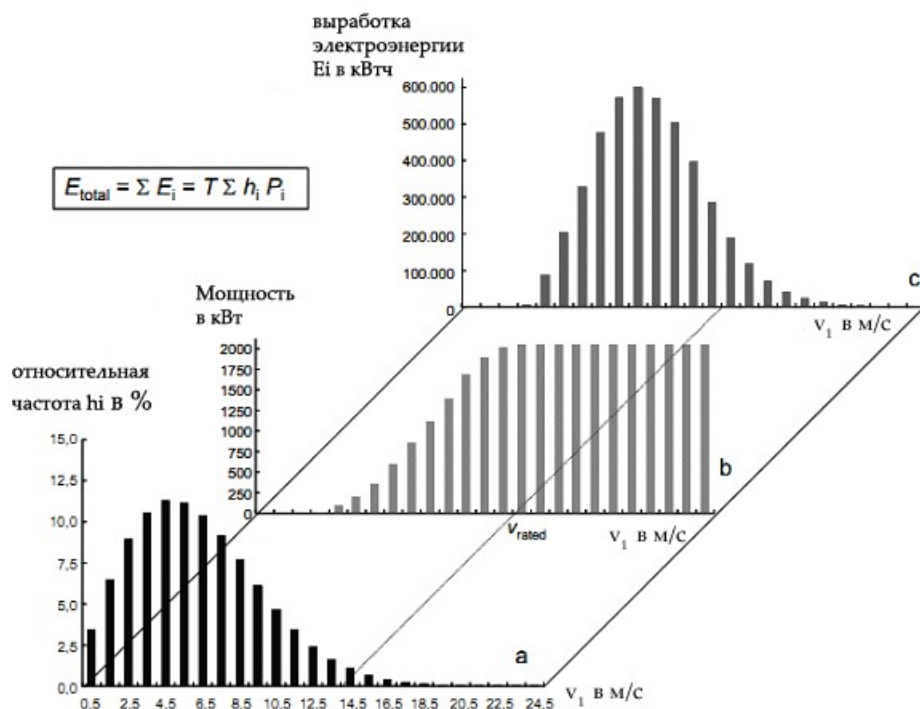


Рисунок 2.2 – «Проекция» определения вырабатываемой электроэнергии в кВт/ч (с), из гистограммы скорости ветра за период времени Т (а) и графика мощности ВЭУ (b) [2]

Расчет выработки с помощью функции распределения и графика мощности ВЭУ.

Если распределение скорости ветра $h(V)$ и график мощности $P(V)$, со шкалой 1м/с даны аналитически, выработка вычисляется аналогично уравнению (2.5), как интеграл

$$E = T \int_0^{\infty} h(v) \cdot P(v) dv \quad (2.6)$$

Вычисления всегда идут как численное интегрирование, так как кривая мощности турбины определена измерением, и части между имеющими размеры точками кривой мощности, линеаризуются для интегрирования.

Обычно, графики мощности даются для стандартной плотности воздуха 1,225 кг/м³. Вычисление выработки энергии для особого местонахождения должно полагать, что энергия ветра пропорциональна к плотности воздуха, которая непосредственно зависит, согласно идеальному газовому уравнению, от окружающей температуры и атмосферного давления. Плотность воздуха уменьшается с увеличением температуры и с увеличением высоты местонахождения выше уровня моря (снижением атмосферного давления). ВЭУ имеют ограниченный по высоте уровень установки, равный 2000м над уровнем моря.

Определение коэффициента использования установленной мощности.

Отношение P_m/C_{IC} будет *коэффициентом использования установленной мощности* (КИУМ), где P_m – выработка средней мощности, а C_{IC} – установленная мощность, который может быть вычислен как для отдельной ВЭУ, так и для полной выработки ВЭС. КИУМ зависит от ресурсов ветра местности и типа ВЭУ, но часто находится в диапазоне приблизительно от 0,2 (местности с низкими среднегодовыми скоростями ветра), до 0,45 – 0,5 [52,53] (местности с высокими среднегодовыми скоростями ветра). Ежегодное время использования, в часах, определяется как $8760 P_m/C_{IC}$, и равно около 2200–3500 часам в год. Для сравнения у других электростанций часы работы в год составляют: ТЭЦ в диапазоне между 4000–5000 ч/г, АЭС 7000–8000 ч/г, ТЭС на угле 5000–6000 ч/г [27].

Ежегодная выработка энергии W , может быть вычислена как

$$W = P_m \times 8760 = C_{IC} \times 8760 \times \text{КИУМ} = C_{IC} \times t_{\text{util}}, \quad (2.7)$$

где t_{util} – время использования.

2.2.3.2 Моделирование кривой мощности исследуемых ВЭУ

График мощности (кривая мощности) ВЭУ показывает вырабатываемую электрическую мощность в зависимости от скорости ветра. Графики мощности, строятся исходя из расчетных данных турбины (ветроколеса) и цепи привода, или измеряются непосредственно на ВЭУ. *График мощности* определяется из одновременного измерения скорости ветра на высоте ступицы и произведенной мощности. Интервал усреднения обычно равен 10 минутам [2]. Предполагается, что скорость ветра, измеренная с помощью анемометров расположенных на метеорологической мачте, является той же самой скоростью ветра на высоте расположения ступицы ВЭУ [2].

На работу ВЭУ оказывает сильное влияние специфичные местные параметры, такие как турбулентность, асимметричный ветер и вертикальный сдвиг профиля ветра, таким образом, применение сертифицированного графика мощности, полученного на плоском ландшафте, возможно, оказывает влияние на достаточно точное вычисление вырабатываемой электроэнергии.

Интенсивность турбулентности влияет на график мощности ВЭУ. Для части графика с малыми скоростями ветра – мощность выше при высокой турбулентности, а в части графика близкой к номинальной мощности (дуга) повышение турбулентности понижает мощность [2].

Для оценки средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности ВЭУ, в данной работе, будут использоваться данные кривых мощности ВЭУ, рассчитанные (измеренные) производителями ВЭУ, в соответствии с рисунками Ж.1 – Ж.11 [54,55]. Все графики мощности были выполнены для стандартной плотности воздуха $1,225 \text{ кг/м}^3$.

Для вычисления средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности ВЭУ, в среде MATLAB, будет использоваться часть программы (пункты структуры программы 3.2, 3.3, 3.4), которая применялась в Главе 1.

Сначала необходимо, в среде MATLAB, смоделировать кривые мощности для ВЭУ [30,31,32,33,36,37,38,39,40,41,42,43,45,46,47,48,49], которые были выбраны в таблица 2.7, ВЭУ с классом IEC IIА/ IIВ. Для этого используем одну из функций этой же программы, которая моделирует фиктивную кривую мощности, несуществующей ВЭУ (приложение Б.15) [12]. Модель построена как кусочная функция, в которой используется *функция распределения вероятностей нормального закона*, для моделирования части кривой мощности (диапазон от минимальной рабочей скорости ветра V_{in} , до номинальной скорости ветра V_r). Чтобы смоделировать реальные кривые мощности рассматриваемых в данном исследовании ВЭУ, необходимо выше упомянутые части кривой мощности, представить в виде функции распределения вероятностей нормального закона [17].

Входе данной работы, было вычислено математическое ожидание и среднее квадратичное отклонение [17], из данных кривых мощности, выбранных для дальнейшего исследования ВЭУ. Которые были представлены в виде функции распределения вероятностей нормального закона, с помощью статистических функций программы «Microsoft Excel», в соответствии с рисунками Ж.1 – Ж.11. Подставляя в функцию `fcnpowercurve.m` (приложение Б.15) [12] рассчитанные значения математического ожидания, среднего квадратичного отклонения, значения минимальной рабочей скорости ветра V_{in} , номинальной скорости ветра V_r и максимальной рабочей скорости ветра V_{out} , рассматриваемых моделей ВЭУ получаем функцию, которая моделирует кривую мощности для этих ВЭУ (приложения В.4 – В.14).

2.2.3.3 Расчет средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности исследуемых ВЭУ

Данные функции моделирующие кривые мощности, далее используются для получения значения средней вырабатываемой краткосрочной и долгосрочной мощности и коэффициента использования установленной мощности для моделей выбранных ВЭУ. Здесь так же необходимо указывать номинальную мощность ВЭУ и долгосрочную скорость ветра (для расчета мощности в долгосрочной перспективе). В приложениях И.1 – И.11 (для данных г.Ерейментау) и в приложениях К.1. – К.11 (для данных п.Боровской) показаны произведенные расчеты.

К сожалению не все данные кривых мощности предоставленные производителями ВЭУ, для указанных в таблице 2.6 наиболее мощных моделей ВЭУ, были найдены на свободных ресурсах (только для 11 ВЭУ). Далее производим расчеты с данными г.Ерейментау, краткосрочной, долгосрочной средней мощности и КИУМ (приложения И.1 – И.11), а результаты

выполненных вычислений для 11-ти моделей ВЭУ класса ИЕС ПА/ПВ заносим в таблицу (таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Результаты расчетов краткосрочной и долгосрочной средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности для ВЭУ класса ИЕС ПА/ПВ для данных г.Ерейментау

Модель ВЭУ, класса ИЕС ПА/ПВ.	Установл. мощность, МВт	Краткосрочная средняя вырабатываемая мощность, МВт	КИУМ, %	Долгосрочная средняя вырабатываемая мощность, МВт	КИУМ, %
1	2	3	4	5	6
Enercon E-101	3.05	1.512	50	1.469	48
Enercon E-82 E3	3.02	1.215	40	1.192	39
Vestas V112, Onshore	3.075	1.350	44	1.302	42
Vestas V90	3.0	1.083	36	1.061	35
GE Wind 2.5-100	2.5	1.165	47	1.129	45
Clipper C93	2.5	1.074	43	1.044	42
Clipper C96	2.5	1.037	41	1.006	40

Продолжение таблицы 2.7

1	2	3	4	5	6
Nordex N100/2500	2.5	1.118	45	1.080	43
REpower 5M, Onshore	5.075	2.274	45	2.223	44
Siemens Wind PowerA/S SWT-3.6-120	3.6	1.427	40	1.394	39
VENSYS 109	2.5	1.060	42	1.019	41

Далее произведем расчеты с данными п.Боровской, краткосрочной, долгосрочной средней мощности и КИУМ (приложение К.1 – К.11), а результаты выполненных вычислений для 11-ти моделей ВЭУ класса ИЕС ПА/ПВ занесем в таблицу (таблица 2.8).

Таблица 2.8 – Результаты расчетов краткосрочной и долгосрочной средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности для ВЭУ класса ИЕС ПА/ПВ для данных п.Боровской

Модель ВЭУ, класса IEC IIA/IIIB.	Установл. мощность, МВт	Краткосрочная средняя вырабатываемая мощность, МВт	КИУМ , %	Долгосрочная средняя вырабатываемая мощность, МВт	КИУМ, %
Enercon E-101	3.05	1.318	43	1.387	45
Enercon E-82 E3	3.02	1.086	36	1.126	37
Vestas V112, Onshore	3.075	1.131	37	1.212	39
Vestas V90	3.0	0.944	31	0.986	33
GE Wind 2.5-100	2.5	1.000	40	1.057	42
Clipper C93	2.5	0.922	37	0.976	39
Clipper C96	2.5	0.879	35	0.937	37
Nordex N100/2500	2.5	0.944	38	1.007	40
REpower 5M, Onshore	5.075	1.996	39	2.080	41
Siemens Wind Power A/S, SWT-3.6-120	3.6	1.235	34	1.303	36
VENSYS 109	2.5	0.875	35	0.945	38

Из таблиц 2.7 и 2.8 видно, что некоторые коэффициенты использования установленной мощности кажутся несколько завышенными, но это возможно объясняется высокой плотностью воздуха ($1,225 \text{ кг/м}^3$) для которой рассчитывались кривые мощности. Так же это можно объяснить тем, что эти расчеты сделаны для одной единицы ВЭУ и на нее не действуют внешние факторы, такие как эффект «затенения» и дополнительные турбулентные потоки от соседних ВЭУ находящихся в составе ВЭС.

По результатам расчетов было установлена модель ВЭУ с наибольшим коэффициентом установленной мощности – это модель Enercon E-101. Далее в порядке убывания идут GE Wind 2.5-100, REpower 5M Onshore, Nordex N100/2500, Vestas V112 Onshore и т.д. По климатическим условиям Северного Казахстана, ветроэнергетической промышленностью производятся варианты ВЭУ для низких температур.

2.2.4 Влияние высоты оси ветроколеса и длины лопастей ВЭУ на удельную вырабатываемую мощность

ВЭУ должна быть выбрана согласно локальным условиям ветра, чтобы достигнуть максимально возможной ежегодной выработки. Прежде всего, должна быть выбрана *экономически подходящая высота до ступицы*, согласно локальному профилю ветра (увеличение скорости ветра с высотой над поверхностью земли, в зависимости от длины шероховатости z_0). На рисунке 1.12 и 1.21 показан сдвиг профиля ветра (кривая) для района г.Ерейментау и п.Боровской, где видно что с увеличением высоты оси вращения ветроколеса, увеличивается средняя скорость ветра (что эквивалентно удельной выработке мощности).

Рассмотрим модель ВЭУ Nordex N117/3000 (таблица Е.1) [46] с номинальной мощностью 3МВт и диаметром ветроколеса 117м, которая поставляется в комплекте с башнями разной высоты – 91м, 120м и 141м. При этом вариант ВЭУ с высотами башни 91м и 120м соответствуют классу ВЭУ IЕС IIА (для средних скоростей ветра до 8,5м/с), а ВЭУ с высотой башни 141м соответствуют классу ВЭУ IЕС IIIА (для средних скоростей ветра до 7,5м/с). То есть с увеличением высоты установки оси ветроколеса, ВЭУ Nordex N117/3000 будет выдавать ту же мощность, но в районах с меньшим ветровым потенциалом.

Если посмотреть с другого ракурса и сравнить ВЭУ Enercon E-126 и REpower 6М (таблица 2.9) [31,47], обладающие одинаковым диаметром ветроколеса около 126 м, и имеющие одинаковый класс IЕС I, но разную высоту башни – 137м и 117м соответственно. То их номинальная мощность составляет 7,58МВт и 6,15МВт соответственно. То есть у ВЭУ Enercon E-126 при большей высоте башни, больше номинальная мощность, чем у REpower 6М.

Из выше изложенного следует, что для увеличения ежегодной выработки электроэнергии необходимо отдавать предпочтение ВЭУ с наибольшей высотой башни, но при этом местные геотехнические и сейсмические условия должны соответствовать требованиям производителей. Далее рассмотрим влияние длины лопастей на вырабатываемую мощность.

Мощность ветра P_w может быть выражена как

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A \bar{u}^3, \quad (2.8)$$

где ρ - плотность воздуха, A - ометаемая лопастями площадь.

Из уравнения (2.8) видно, что, чтобы получить более высокую вырабатываемую мощность, требуется более высокая скорость ветра, более длинные лопасти для того, чтобы получить большую охваченную площадь, и более высокая плотность воздуха [1].

Ометаемая лопастями площадь поверхности, может быть вычислена по формуле

$$A = \pi \left[(l + r)^2 - r^2 \right] = \pi l (l + 2r), \quad (2.9)$$

где l является длиной лопастей, а r является радиусом ветроколеса. Таким образом, удваивая длину лопастей ВЭУ, ометаемая площадь может быть увеличена 4 раза [1], соответственно будет увеличиваться удельная вырабатываемая мощность.

Из выше сказанного следует, что ВЭУ имеющие наибольшие значения: высоты расположения оси ветроколеса; длины лопастей; номинальной мощности – соответствуют ВЭУ морского базирования (оффшорные). Обладающие наибольшей единичной мощностью (флагманы) в линейке ВЭУ основных производителей, использующие наиболее передовые технологии, как уже говорилось выше, в основном предназначаются для установки в море (на материковых шельфах). Но существует тенденция, которая предполагает, что в течение времени ВЭУ морского базирования адаптируются для работы на суше. Модели ВЭУ которые применялись для оффшорных ветропарков, а в данное время устанавливаются на суше: Siemens SWT-2.3-93; Siemens SWT-2.3-82; Vestas V80; Vestas V90; Vestas V112 Onshore; Siemens SWT-3.6-107; REpower 5M Onshore; RePower 6M Onshore; Siemens SWT-2.3-101; Siemens SWT-3.6-120 [56].

В Казахстане развитие ветроэнергетики предполагается в долгосрочной перспективе в несколько этапов. И поэтому рассматриваемые выше, в данном исследовании ВЭУ (для установке на суше), по прошествии относительно небольшого отрезка времени, возможно, могут оказаться морально устаревшими моделями. Поэтому необходимо уделить внимание ВЭУ морского базирования, применяющие наиболее современные и совершенные технологические решения и располагающие наибольшей номинальной мощностью. Тем более на территории Северного Казахстана невысокая сейсмическая активность, что позволяет устанавливать ВЭУ с высоким расположением оси ветроколеса, с меньшим усилением несущей конструкции.

Рассмотрим модели ВЭУ наибольшей единичной мощностью, которые сейчас являются оффшорными, более детально (таблица 2.9).

Таблица 2.9 – ВЭУ обладающие наибольшей единичной мощностью в линейке основных производителей

Изготовитель, ВЭУ	Тип генератора/ конфигурация	Единичная мощность, МВт	Диаметр ветроколеса, м	Высота башни, м
1	2	3	4	5
Vestas V164	PMSG/ D1	8.0	164	в зависимости от местности
Vestas V164	PMSG/ D1	7.0	164	в зависимости от местности
Enercon E-126	DDSG/ D1	7.58	127	135
Gamesa G136	PMSG/ D1	4.5	136	120
GE 4.1-113	DDPM/ D1	4.1	113	в зависимости от местности
REpower 6M	DFIG/ C1	6.15	126	100 – 117
REpower 5M	DFIG/ C1	5.075	126	117

Siemens SWT-6.0-154	DDPM/ D1	6.0	154	в зависимости от местности
Alstom Haliade 150-6	DDPM/ D1	6.0	150	в зависимости от местности

Если сравнить характеристики моделей Enercon E-126 (7,58 МВт) и Enercon E-82 E3 (3 МВт) [31], то обнаружится, что при большей установленной мощности ВЭУ Enercon E-126 в 2,53 раза диаметр ветроколеса больше только в 1,55 раза. Соответственно уменьшается площадь застройки ВЭС, т.к. расстояние между рядом стоящими ВЭУ в ветроэнергетике принято устанавливать в диаметрах ветроколеса. Поэтому установка моделей ВЭУ с наибольшей единичной мощностью, в составе ВЭС, является экономически целесообразнее, так как:

1. В большинстве случаев, они имеют увеличенный коэффициент преобразования энергии ветра (теоретический максимальный коэффициент преобразования энергии ветра по Бетсу [2] равен 59,3%), и в них применяются наиболее современные и совершенные технологические решения [56].
2. Необходимо меньше единиц ВЭУ в составе ВЭС, соответственно уменьшается длина соединительных линий электропередач (кабельных линий).
3. У некоторых моделей увеличено выдаваемое напряжение (до 66 кВ), что не требует строительства подстанций среднего напряжения, т.е. имеется возможность напрямую подключаться к местным распределительным сетям (без трансформации напряжения) для электроснабжения близлежащих нагрузок [48]. Это способствует снижению тарифа на выдаваемую электроэнергию, так как сопутствующая инфраструктура (трансформаторные подстанции, линии электропередач) увеличивает расходы по строительству ВЭС, включенные в льготные тарифы на выдаваемую электроэнергию.
4. Уменьшается количество объектов для проведения профилактических и ремонтных работ.
5. Требуется меньшая отведенная под строительство ВЭС площадь.
6. Сокращаются сроки изготовления ВЭУ и строительства ВЭС.

Выводы

В разделе 2.1, были классифицированы используемые в настоящее время концепции современных ВЭУ: по скорости вращения (с постоянной и с переменной); по применяемой конфигурации (компоновке цепочки привода) и по типу генератора. Рассмотрены основные характерные особенности применяемых современных ВЭУ.

В подразделе 2.2.1 раздела 2.2 «Исследование единичной мощности ВЭУ для условий Северного Казахстана» были определены в основном применяемые

производителями ВЭУ концепции. Наиболее зарекомендовали себя новые и старые модели ВЭУ с переменной скоростью вращения, имеющие конфигурацию компоновки *типов С и D*, с генераторами DFIG, PMSG, DDPM, DDSG. Было проведено сравнение их характерных особенностей и выявлено, что ВЭУ с переменной скоростью вращения, имеющие конфигурацию компоновки *типов С и D*, с генераторами DFIG, PMSG, DDPM, DDSG.

В подразделе 2.2.2 раздела 2.2 были рассмотрены критерии (стандарты IEC) по которым выбирается класс ВЭУ и произведен выбор моделей ВЭУ, технические характеристики которых соответствует условиям исследованных площадок размещения (среднегодовой долгосрочной, базовой, экстремальной скоростям ветра и интенсивности турбулентности). Для площадок в районе г.Ерейментау, п.Боровской, г.Аркалык были выбраны ВЭУ с классом IEC IIВ, а для площадки в районе г.Астана с классом IEC IIIВ.

В подразделе 2.2.3 раздела 2.2 была проведена оценка средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности, единичной ВЭУ. Вначале были смоделированы кривые мощности для выбранных 11 моделей ВЭУ, используя возможности программы MATLAB и Microsoft Excel (с применением кусочной линейной функции и функции нормального распределения). Затем были произведены расчеты средней вырабатываемой мощности и коэффициента использования установленной мощности, для данных скорости ветра на высоте оси ветроколеса г.Ерейментау и п.Боровской. Наибольшим коэффициентом установленной мощности располагает модель Enercon E-101. Далее в порядке убывания идут GE Wind 2.5-100, REpower 5M Onshore, Nordex N100/2500, Vestas V112 Onshore и т.д.

В подразделе 2.2.4 раздела 2.2 было рассмотрено влияние высоты оси ветроколеса и длинны лопастей ВЭУ на вырабатываемую мощность. Из чего был сделан вывод, что ВЭУ имеющие наибольшие значения: высоты расположения оси ветроколеса; длины лопастей и соответственно номинальной мощности – соответствуют ВЭУ морского базирования. Имея тенденцию к адаптированию для работы на суше, данные оффшорные ВЭУ могут быть рассмотрены для установки, на долгосрочную перспективу.

3 ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ДЛЯ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

3.1 Выбор количества и расположения ВЭУ на территории ВЭС

На ВЭУ воздействуют факторы внешней окружающей среды, которые могут оказывать влияние на характер механических нагрузок, срок службы и процессы эксплуатации ВЭУ, которые не должны нанести ущерба структурной целостности выбранной ВЭУ [57].

Для максимальной выработки электроэнергии и сохранения продолжительного паркового ресурса ВЭУ (не менее 20 лет), территория предполагаемой ВЭС должна быть открытой и относительно ровной местностью. Так как мелкие топографические неровности и определенный ландшафт могут исказить вертикальный профиль ветра и увеличить интенсивность турбулентности. Например, леса вызывают особенно высокую интенсивность турбулентности, значение которой может быть больше максимально допустимого уровня для стандартных ВЭУ (таблицы 2.3 и 2.4). Из проведенных исследований, результаты измерений показывают, что интенсивность турбулентности, создаваемая лесом, является существенной в пределах диапазона пятикратной высоты лесной поверхности в вертикальной плоскости и расстояния 500 м. в сторону от края леса в горизонтальной

плоскости. Вне этих границ окружающая интенсивность турбулентности быстро приближается к нормальным значениям [1]. Поэтому при планировании площадки ВЭС необходимо внимательно относиться к местам с близлежащими лесными массивами.

На ВЭУ в составе ВЭС так же оказывает влияние спутные струи (следы) соседних ВЭУ, образующиеся из ветрового потока, проходящего сквозь ветроколесо. Влияние спутного следа, при удалении увеличивающегося в диаметре, характеризуется уменьшением скорости этого ветрового потока, и добавлением сгенерированной следом интенсивности турбулентности. В то время как уменьшение скорости ветра приводит к снижению вырабатываемой электрической мощности на 2 - 20 % в зависимости от расстояний между ВЭУ и окружающей турбулентности [5], сгенерированная следом интенсивность турбулентности увеличивает механические нагрузки на ВЭУ.

Для уменьшения в пределах допустимых значений влияния спутного следа необходима правильная установка ВЭУ на территории ВЭС. Ряды ВЭУ в составе ВЭС устанавливают перпендикулярно направлению господствующих ветров. При этом расстояния между соседними в ряду ВЭУ, должно быть не менее 3 [1,5], или 4 [58] диаметров ветроколеса, в соответствии с рисунком 3.1. Если ВЭС состоит из нескольких рядов, то ВЭУ соседних рядов располагаются в шахматном порядке на расстоянии, принятом в ветроэнергетической промышленности, от 6 [1,58] до 9 [5] диаметров ветроколеса. В данном исследовании возьмем максимальные значения, рекомендуемых минимальных расстояний между ВЭУ (от конца лопасти ВЭУ) – расстояние в ряду 4 диаметра ветроколеса, а между рядов 9 диаметров ветроколеса. Влияние на снижение скорости ветра и увеличение турбулентности полностью пропадает на расстоянии 20 диаметров ветроколеса за ВЭУ по направлению ветрового потока, но разброс рядов на такое расстояние экономически нецелесообразно [5].

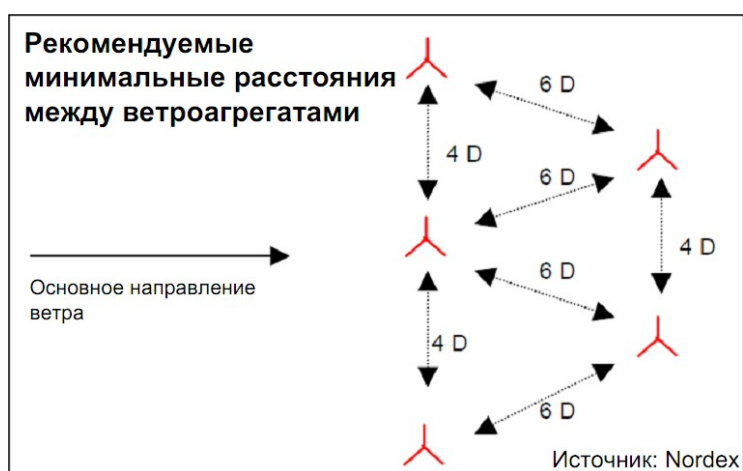


Рисунок 3.1 – Рекомендуемые компанией «Nordex» минимальные расстояния между ВЭУ [58]

На примере территории в районе п.Боровской и г.Ерейментау рассмотрим возможные конфигурации ВЭС, т.е. расположение ВЭУ на территории

электростанции. Выберем количество и расположение ВЭУ на территории ВЭС в районе п.Боровской.

В районе п.Боровской проходит ВЛ 110 кВ и находится подстанция 110/10 кВ [59]. Пропускная способность ВЛ 110 кВ не превышает 30 МВт (натуральная) и 45 МВт (при плотности тока 1,1 А/мм² и максимальном сечении провода) [60], поэтому максимальная выдаваемая мощность ВЭС по этой ВЛ не будет превышать 45 МВт.

Предполагаемая установленная мощность ВЭС будет составлять 45-50 МВт. Выберем из таблицы 2.8, ВЭУ с наиболее высоким коэффициентом установленной мощности – модель Enercon E-101, с номинальной мощностью 3,05 МВт. Для предполагаемой ВЭС, возьмем 16 ВЭУ Enercon E-101с суммарной установленной мощностью 48,8 МВт.

При разработке плана расположения ВЭУ на предполагаемой площадке ВЭС, в первую очередь необходимо определить господствующие на данной местности ветра. В Главе 1 были рассчитаны и визуализированы розы ветров для трех разных уровней. Они показывают, что в данном районе преобладают юго-западные и западные ветра.

Территория в районе п.Боровское представляет собой открытую на юге и юго-западе от поселка местность, ограниченную с севера и севера-востока лесными массивами, в соответствии с рисунками Г.3 и Г.4. Территория расположенная на юго-западе от п.Боровское представляет собой открытую нечем не ограниченную на несколько квадратных километров, практически ровную местность, в соответствии с рисунком Г.3, с сельскохозяйственными полями, в соответствии с рисунком Г.4, которая удовлетворяет условиям установки ВЭС.

При расположении ВЭУ в один ряд, можно было избежать интенсивности турбулентности спутных струй от впереди стоящих ВЭУ (при преобладающих ветрах), если они стояли бы в два или более рядов, но при этом длина одного ряда составит 7,575 км. Поэтому ВЭУ можно установить в два ряда, перпендикулярных оси направления господствующих ветров (приложение П.4.3.), на расстоянии 4 диаметров ветроколеса друг от друга в ряду, и на расстоянии 9 диаметров ветроколеса между рядами [5,58]. План ВЭС будет состоять из 16 ВЭУ расположенных в сетке 8х2, с рядами расположенными перпендикулярно юго-западному направлению, в соответствии с рисунком Г.3, а занимаемую площадь можно рассчитать по формуле

$$S_{ВЭС} = ((1D+4D) \times (n-1)) \times ((9D+1D) \times (p-1)), \quad (3.1)$$

где D – диаметр ветроколеса, n – количество ВЭУ в одном ряду, а p – количество рядов. Занимаемая ромбовидная площадь территории ВЭС будет составлять приблизительно $S_{ВЭС} = 3,535 \text{ км}^2$, с расстояниями 1,01х3,5 км.

Выберем количество и расположение ВЭУ на территории ВЭС в районе г.Ерейментау, для электроснабжения близлежащих потребителей и с подключением к энергосистеме.

Территория расположенная на юге от г.Ерейментау представляет собой открытую местность с пологими холмами, в соответствии с рисунком Г.1, покрытую низкорослой травой, в соответствии с рисунком Г.2. В Главе 1 были рассчитаны и визуализированы розы ветров для трех разных уровней. Они показывают, что в данном районе преобладают юго-западные и западные ветра.

В районе г.Ерейментау проходят ВЛ 110, 220 и 500 кВ и находится подстанция 110/10 и 220/27,5/10 кВ [59]. Пропускная способность ВЛ 110 кВ не превышает 30 МВт (натуральная) и 45 МВт (при плотности тока 1,1 А/мм² и максимальном сечении провода) [60], поэтому максимальная выдаваемая мощность ВЭС по этой ВЛ не будет превышать 45 МВт.

Установленная мощность ВЭС для подключению к ВЛ 110 кВ будет составлять 45-50 МВт. Выберем из таблицы 2.7, ВЭУ с наиболее высоким коэффициентом установленной мощности – модель Enercon E-101, с номинальной мощностью 3,05 МВт. Для предполагаемой ВЭС, возьмем 16 ВЭУ Enercon E-101 с суммарной установленной мощностью 48,8 МВт. Расположение ВЭУ здесь может быть таким же, как и для примера с п.Боровской.

Рассмотрим ВЭС подключенную к ВЛ 220 кВ. Так как пропускная способность ВЛ 220 кВ достигает 135-150 МВт [60], поэтому максимальная выдаваемая мощность ВЭС по этой ВЛ не будет превышать 150 МВт. Для предполагаемой ВЭС, возьмем 49 ВЭУ Enercon E-101 с суммарной установленной мощностью 149,45 МВт.

ВЭУ можно установить в три ряда, перпендикулярных оси направления господствующих ветров, на расстоянии 4 диаметров ветроколеса друг от друга в ряду, и на расстоянии 9 диаметров ветроколеса между рядами [5,58]. План ВЭС будет состоять из 49 ВЭУ, в первом ряду будет 16 ВЭУ, во втором ряду 17 ВЭУ и в третьем 16 ВЭУ, с рядами расположенными перпендикулярно юго-западному направлению, в соответствии с рисунком Г.1. Занимаемая площадь территории ВЭС будет составлять приблизительно $S_{ВЭС} = 16,32 \text{ км}^2$, с расстояниями 2,02х8,08 км.

Рассмотрим ВЭС подключенную к ВЛ 500 кВ. Так как пропускная способность ВЛ 500 кВ достигает 1300 МВт [60], а стоимость подстанции достаточно высокая, то экономически целесообразнее устанавливать ВЭС мощностью соизмеримую с номинальной мощностью трансформаторов (автотрансформаторов) в номенклатуре на 500 кВ (например ТЦ-630000/500 или ЗхАОДЦН-167000/500/220). Рассмотрим ВЭС мощностью 500 МВт.

Если для ВЭС 500 МВт взять ВЭУ Enercon E-101, то потребуется 164 единицы ВЭУ, с общей установленной мощностью 500,2 МВт. Расположим их в четыре ряда, в сетке 4х4. Занимаемая площадь территории ВЭС будет составлять приблизительно $S_{ВЭС} = 61,21 \text{ км}^2$, с расстояниями 3,03х20,2 км.

Для подключения ВЭС к энергосистеме ВЛ 500кВ, так же рассмотрим ВЭУ морского базирования, так как уже говорилось располагающие наибольшей номинальной мощностью, в которых применяются наиболее современные и совершенные технологические решения. Для данных ВЭУ в составе ВЭС возможно увеличение расстояния до существующих ТП 500 кВ,

т.к. некоторые рассматриваемые ВЭУ могут выдавать мощность с напряжением до 66 кВ. В случае их установки в Казахстане, они будут выдавать мощность по нашей номенклатуре электрических сетей 35 кВ, и адаптированы для класса ВЭУ IEC II/III.

Выберем ВЭУ Vestas V164 – как наиболее современную и совершенную модель, к тому же самую мощную среди флагманов основных производителей. У ВЭУ Vestas V164 номинальная мощность равна 8МВт, при диаметре ветроколеса 164м. Предполагаемая установленная мощность ВЭС для подключения к энергосистеме ВЛ 500кВ будет составлять 500МВт. Для этого необходимо 62 ВЭУ Vestas V164, с общей установленной мощностью 496 МВт.

По ветровому атласу и топографической карте выберем наиболее подходящее место для предполагаемой ВЭС. Предполагается, что ВЭС будет находиться вдоль ВЛ 110кВ и южнее ВЛ 500кВ, в соответствии с рисунком Г.1.

ВЭУ можно установить в три ряда, перпендикулярных оси направления господствующих ветров, на расстоянии 4 диаметров ветроколеса друг от друга в ряду, и на расстоянии 9 диаметров ветроколеса между рядами [5,58]. План ВЭС будет состоять из 56 ВЭУ, в первом ряду будет 21 ВЭУ, во втором ряду 20 ВЭУ и в третьем 21 ВЭУ, с рядами расположенными перпендикулярно юго-западному направлению, в соответствии с рисунком Г.1. Занимаемая площадь территории ВЭС будет составлять приблизительно $S_{ВЭС} = 53,8 \text{ км}^2$, с расстояниями 3,28х16,4 км. Судя по расстояниям и занимаемой площади, ВЭС с более мощными ВЭУ предпочтительней.

План расположения ВЭУ на площадке ВЭС проводился по упрощенной схеме, для относительно ровного ландшафта. Для более точного распределения ВЭУ на площадке ВЭС, со сложным ландшафтом, существуют программные обеспечения WindPro, Windfarmer и др., которые моделируя воздушные потоки, учитывая влияние топографии и орографии, помогают в планировании местоположения ВЭУ в составе ВЭС, и расположение на местности самой ВЭС.

3.2 Связь ВЭС с потребителями и электроэнергетической системой

Кроме подходящей территории, существует два ключевых условия – это доступное соединение с энергосистемой и пропускная способность близлежащих электросетей. Последнее влияет на установленную мощность ВЭС, которую предполагается установить в данном районе. Так как затраты на присоединение к электрической сети (к точке соединения с существующей электрической сетью) рассматривается как затраты проекта ВЭС [61], экономически целесообразнее использовать близлежащие существующие сети. Северный Казахстан располагает обширными разветвленными электрическими сетями, с номенклатурой напряжений до 1150 кВ, поэтому здесь возможно развитие ветроэнергетики для производства электроэнергии в больших масштабах, с выдачей электроэнергии в энергосистему.

В современных ВЭУ средней мощности, генератор производит электроэнергию с напряжением до 1000 В, в более мощных ВЭУ напряжение генератора достигает нескольких киловатт (REpower 6M – 6,6 кВ), которое поднимается до среднего напряжения с помощью повышающего трансформатора расположенного в самой ВЭУ или рядом. Затем ВЭУ соединяются между собой на уровне среднего напряжения и присоединяются к центральной подстанции ВЭС.

В настоящий момент в Казахстане не существует спецификаций относительно того, к напряжению какого уровня должны подключаться ВЭС определенной мощности. Общих правил не существует и в Европе. Это является делом экономической оптимизации, зависящим от места [61].

Рассмотрим номенклатуру напряжений используемых в Северном Казахстане в высоковольтных сетях и их пропускную способность. Довольно широко распространены разветвленные распределительные сети ВЛ 110 кВ пропускная способность которых не превышает 30 МВт (натуральная) и 45 МВт (при плотности тока 1,1 А/мм² и максимальном сечении провода) [60], поэтому максимальная выдаваемая мощность ВЭС по этой ВЛ не будет превышать 30-45 МВт.

Так же довольно широко распространенные сети ВЛ 220 кВ, которые в основном применяются для создания центров питания сети 110 кВ и внешнего электроснабжения электрифицированных железных дорог. Пропускная способность ВЛ 220 кВ не превышает 135 МВт (натуральная) и 150 МВт (при плотности тока 1,1 А/мм²) [60], поэтому максимальная выдаваемая мощность ВЭС по этой ВЛ не будет превышать 135-150 МВт.

Системообразующие сети ВЛ 500 кВ, применяются для выдачи мощности электростанций, создания межсистемных связей и питания нагрузочных узлов 500/220 и 500/110 кВ. Пропускная способность ВЛ 500 кВ не превышает 900 МВт (натуральная) и 1300 МВт (при плотности тока 1,1 А/мм² и максимальном сечении провода) [60], поэтому максимальная выдаваемая мощность ВЭС по этой ВЛ не будет превышать 1300 МВт.

У межсистемных сетей сверхвысокого напряжения (СВН) ВЛ 1150 кВ пропускная способность не превышает 5200 МВт (натуральная) и 6000 МВт (при плотности тока 1,1 А/мм² и максимальном сечении провода) [60], поэтому максимальная выдаваемая мощность ВЭС по этой ВЛ не будет превышать 6000 МВт. В настоящее время ВЛ 1150 кВ поставлено на напряжение 500 кВ, поэтому имеет соответствующую пропускную способность [59].

Казахстан имеются большие территории и протяженные разветвленные линии электропередач (ЛЭП), соответственно значительные потери в сети порядка 12% [61]. В среднем, потери электроэнергии в электрических сетях 110 кВ составляют 3,5-4,5%, а сетях 220 кВ 2,5-3,5% [60]. Рассмотрим установку ВЭС средней мощности с подключения к ВЛ 110 или 220 кВ, для электроснабжения удаленных потребителей расположенных на относительно большом расстоянии от центров питания (источников питания), для ограничения перетоков мощности и уменьшения потерь электроэнергии. Для

повышения надежности связи с энергосистемой, удаленные ВЭС желательно подключать к узловым ТП 110 и 220 кВ.

Если рассмотреть схему электрических сетей Северного Казахстана [59], ориентируясь на территории с высоким ветровым потенциалом по ветровому атласу, в соответствии с рисунком А.1, то можно выбрать удаленные от центров питания узловые подстанции, которые теоретически могли бы быть точками подключения ВЭС. Следующие удаленные узловые подстанции 110 и 220 кВ могли бы быть точками подключения ВЭС: Энбекши (Павлодарская обл.); Ленинградская, Пресновка, Возвышенка (Северо-Казахстанская обл.); Боровская или Ленинская (Костанайская обл.). Обозначим их на электрической схеме (синим цветом) в ветровом атласе, в соответствии с рисунком А.1.

Рассмотрим второй возможный вариант, с производством в Северном Казахстане электроэнергии в больших масштабах, как для передачи в энергодефицитные южные регионы Казахстана, так и для экспорта в Российскую Федерацию (РФ). Так как ВЛ 220 и 500 кВ имеют связь с южными регионами Казахстана, а ВЛ 220, 500 и 1150 кВ с энергосистемами РФ: Оренбургэнерго; Челябинэнерго; Курганэнерго; Тюменьэнерго; Омскэнерго; Новосибирскэнерго и Алтайская энергосистема [59].

В данном случае можно использовать ВЭС с максимальной мощностью 150 МВт с подключением к сетям 220 кВ. Но возможно более эффективней будет установка ВЭС мощностью 500 или 2х500 (1000) МВт (в зависимости от нагрузок) с подключением к сетям 500 кВ. Подключение может быть как непосредственно на РУ подстанции, так и посредством входящих линий к воздушным линиям электропередач (ВЛЭП 500 или 1150 кВ). Установленная мощность 2х500 (1000) МВт обусловлена существующей пропускной способности ВЛ 500кВ.

Рассмотрим теоретически возможные места установки и соединения ВЭС с энергосистемой Северного Казахстана, учитывая высокий ветровой потенциал по ветровому атласу, в соответствии с рисунком А.1. Данные мощные ВЭС могут быть расположены: в районе г.Ерейментау; вдоль ВЛ 500 кВ на участках Экибастуз-Агадырь, Экибастуз-Нура (Павлодарской обл.), Экибастуз-Таврическая (северные районы Павлодарской обл.), Кокшетауская-Аврора, Аврора-Курган, Аврора-Таврическая (Акмолинской и Северо-Казахстанской обл.); вдоль ВЛ 1150 кВ практически по всей протяженности в Акмолинской, Северо-Казахстанской и Костанайской областях.

Достаточно крупные ВЭС мощностью в несколько сотен мегаватт необходимо соединять с энергосистемой двумя ВЛ, т.к. отключение одной линии может вызвать потерю сразу большой мощности. Повышающие подстанции необходимо располагать за ВЭС (по направлению преобладающих ветров).

Близлежащих потребителей целесообразнее подключать непосредственно на низкой стороне распределительного устройства (РУ) трансформаторной подстанции (ТП) ВЭС (по ВЛ 10 или 35 кВ), для исключения дополнительных потерь при трансформации напряжения.

В данном разделе рассматривались варианты, где пропускная способность ВЛ, с наибольшими сечениями проводов. Соответственно, при существующих линиях с меньшими сечениями проводов, максимальная установленная мощность предполагаемых ВЭС будет ниже. При решении установки ВЭС в рассмотренных районах необходима оценка ветрового потенциала для конкретной площадки, с проведением измерений характеристик ветра не менее одного года. Так же необходимы реальные данные по существующим нагрузкам и сечениям проводов ВЛ.

3.3 Балансирование мощности в энергосистеме с использованием функции ВЭС как регулятора вырабатываемой мощности

Потребление электроэнергии в индустриально развитых странах, в том числе в Казахстане, на нужды производства и быта происходит в соответствии жизненных ритмов человека, которые имеют суточные, недельные и месячные циклы. Производство, распределение и потребление электроэнергии осуществляется одновременно, поэтому при планировании производства (выработки) электроэнергии необходимо следовать режиму потребления электроэнергии во времени, то есть графику электрической нагрузки.

Суточная неравномерность нагрузки, наличие пиков и резких снижений уровня электропотребления, а так же аварийные ситуации с отключением электрогенерирующих источников, создает технические проблемы для энергопроизводящих организаций, связанные с необходимостью обеспечения соответствия производства и потребления электроэнергии. Для согласования этих процессов обеспечивается оптимизация суточных режимов всех типов электростанций для покрытия суточного графика нагрузки, с заданной степенью надежности и качества электроэнергии, с использованием резервов мощности, которые обеспечивают первичный, вторичный и третичный резервы:

- Первичный резерв (горячий, секунднй) – резерв выработки электрической энергии, который может быть введён в течение нескольких секунд. В Казахстане секунднй резерв составляет не более 30 секунд. Обычно состоит из генераторов, работающих с неполной нагрузкой, мощность которых можно быстро увеличить или уменьшить. Секунднй резерв обычно используется для поддержания постоянства частоты.
- Вторичный резерв (тёплый, минутный) – резерв более низкого уровня. Резкие изменения режима энергосистемы компенсируются, как правило, за счёт секунднго резерва. Для разгрузки последнего в течение нескольких минут производится переключение на другие источники электроэнергии (в разных сетевых правилах предписывают ввод минутного резерва в течение не более 10-30 минут). В Казахстане минутный резерв составляет не более 15 минут. Обычно минутным резервом являются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), газотурбинные энергетические установки (ГТУ),

которые запускаются по мере необходимости, или тепловые электростанции (ТЭС), работающие не на полную мощность. Из-за недостаточно предсказуемости уровня мощности, вырабатываемой ВЭУ, обеспечение ввода минутного резерва приобретает особую важность [62]. Чтобы обеспечить достаточный вторичный резерв мощности, операторы системы могут принять во внимание ошибки прогноза нагрузки.

- Третичный резерв (холодный, часовой) – резерв ещё более низкого уровня, состоящий из электростанций, которые запускаются из «холодного» состояния по мере необходимости [63]. Это могут быть остановленные турбогенераторы тепловых электростанций.

В энергосистеме должно гарантированно обеспечиваться первичное и среднесрочное (вторичное и третичное) резервирование. Во всех энергосистемах определенная часть мощности – так называемый запас на балансировку – обеспечивается электростанциями, работающими в режиме частичной нагрузки с возможностью, как увеличения, так и уменьшения отдаваемой мощности по первому требованию диспетчера энергосети. Поскольку этим используемым для поддержания баланса энергосистем электростанциям требуется дополнительное оборудование для управления ими, а их рабочая мощность используется не полностью, запас на балансировку должен быть по возможности меньше. Величина этого запаса зависит от величины непредвиденных колебаний нагрузки в энергосистеме, последняя определяется как величиной самой нагрузки, так и характеристиками самой большой генерирующей установки, выход из строя которой должен быть скомпенсирован энергосистемой в любом случае [64].

В Казахстане краткосрочный резерв (регулируемый ресурс) составляет примерно 8% от пиковой нагрузки (~1000 МВт) постоянно (то есть, нет разных требований для разных дней недели и т.д.). Использование краткосрочного резерва (для регулирования) составляет от 200 МВт при нормальной работе в летнее время до 1000 МВт в зимнее время при аварийном режиме [61].

Как уже говорилось, графики потребления электроэнергии современных энергосистем отличаются высокой степенью неравномерности, что создает трудности с покрытием пиков, но в большей степени, с прохождением ночных провалов суточных графиков нагрузки. Потому что, при недостаточной мощности специализированных маневренных источников энергии, в первую очередь ГЭС и газотурбинных электростанций (ГТЭС), для регулирования суточного графика нагрузки привлекаются конденсационные электростанции (КЭС) с крупноблочным оборудованием и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), с учетом необходимости выполнения теплового графика в зимний период. Но они имеют относительно небольшой диапазон регулирования мощности и малую скорость реагирования на изменяющуюся нагрузку, для которых разгрузка в часы ночного снижения нагрузок становится проблемой [65].

Технологический минимум нагрузки энергоблоков КЭС на твердом топливе, с жидким шлакоудалением (ЭГРЭС-1, 2), составляет 75% номинальной мощности. Нижние пределы загрузки ТЭЦ на органическом топливе, при

работе по тепловому графику в зависимости от типа агрегата (Т или ПТ) составляют 66 – 86% от максимальной нагрузки в зимний рабочий день, мощность же турбин с противодавлением (Р) определяется их тепловой нагрузкой (не регулируется) [60]. К тому же, на действующих ТЭС регулировочный диапазон агрегатов снижается, в связи со старением оборудования и снижением качества поставляемого топлива [1] (повышение зольности Экибастузского угля).

В случае достижения технологического минимума нагрузки энергоблоков КЭС, их можно остановить как на время ночного провала нагрузки, так и на выходные дни. Но при необходимости они не могут быть оперативно запущены (время пуска возрастает в зависимости от времени простоя), к тому же следует учитывать пусковые потери топлива. При этом из-за частого останова - пуска, происходит ускоренный износ теплового оборудования из-за температурного перенапряжения, которое образуется при неравномерном тепловом состоянии элементов и последующим их остыванием с разной скоростью [66].

Опыт зарубежных энергосистем показывает, что доля всех высокоманевренных электростанций должна составлять не менее 25% от суммарной установленной мощности энергосистемы [66], тогда как в Казахстане доля всех ГЭС и ГТЭС составляет 17% [67] (около 18% с учетом ввода новых мощностей в 2011г и пуска 3-го энергоблока ЭГРЭС-2 [67]). Но не все ГЭС имеют зарегулированный сток, работая в базовом режиме. К тому же существуют регионы, зависящие от балансовых перетоков мощности пиковых электростанций – это южные, центральные и северные районы Казахстана. Далее рассмотрим эти регионы.

Исторически сложилось так, что основную часть регулирования суточного графика нагрузки *Южного Казахстана* несут ГЭС Киргизии за счет перетока мощности из ОЭС Центральной Азии [69], поэтому степень использования экономического потенциала гидроэнергии в данном регионе достаточно низкая. Но в ближайшее время планируется ввод в эксплуатацию нескольких ГЭС, с возможностью регулирования стока, или способствующие этому (контррегулятор Капчагайской ГЭС) [70,68], которые в основном будут покрывать пиковые нагрузки энергосистем Южного Казахстана, суточные графики которых характеризуются малой плотностью и значительной неравномерностью заполнения [69,61,67], в соответствии с рисунком 3.2.

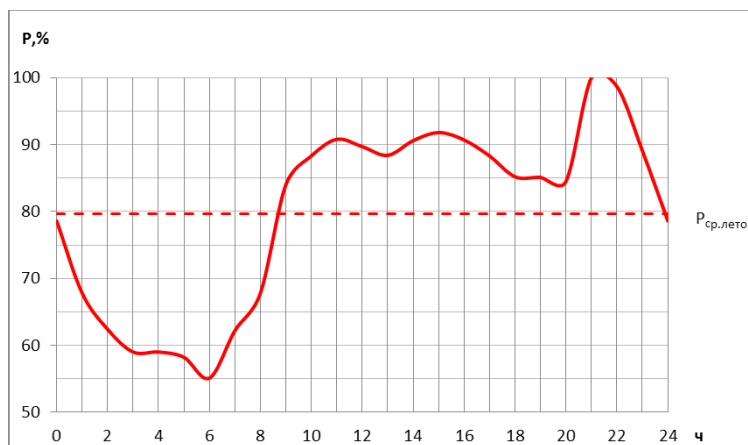


Рисунок 3.2 – Суточный график нагрузки (в % от пиковой нагрузки) энергосистемы Алматинской области, летний минимум (использовались данные института «Энергия») [61,68]

Другие «основные водотоки региона (притоки р.Или и оз.Балхаш), на которых возможно и целесообразно строить в основном малые ГЭС, в большинстве являются горными и не имеют удобных мест для регулирования стока, что значительно снижает их энергетическую ценность, прежде всего в доле участия в покрытии переменной части графика нагрузки электроэнергосистемы» [69], т.е. они будут работать по естественному режиму водотока. Тоже можно сказать об «использовании существующих ирригационных каналов, требующих меньших затрат средств, ресурсов и времени, на сооружение малых ГЭС» [71], которые будут зависеть от режима орошения и работать только в летний ирригационный период. К тому же Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» подталкивает энергопроизводящие организации к максимальной круглосуточной эксплуатации объекта по использованию возобновляемого источника энергии (в нашем случае ГЭС мощностью до 35 МВт). Т.к. всю произведенную электроэнергию обязан покупать РЭК (к сетям которой подключена ГЭС) и системный оператор, по специальному тарифу [72]. Следовательно, вероятнее всего, малые ГЭС (< 35 МВт), в основном, будут работать в базовом режиме.

Предполагалось, что «покрытие переменной части графика нагрузок *Северного и Центрального Казахстана*, в соответствии с рисунком 3.3, а также *северо-востока* [73], в основном будет обеспечиваться гидроэлектростанциями с зарегулированными мощностями Восточного Казахстана» [74], так как «гидроэнергоресурсы рассматриваемых регионов небольшие и для развития значительной энергетики на их основе практического значения не имеют» [74]. В данный момент балансирование мощности в основном осуществляется Бухтарминской ГЭС [68]. Планируется строительство Булакской ГЭС – контррегулятора Шульбинской ГЭС (ШГЭС), которая позволит последней работать в пиковом режиме, а так же усиление их электрической связи с северными и центральными областями, с помощью ВЛ 500кВ Экибастуз – ШГЭС – Усть-Каменогорск [68,59,67].



Рисунок 3.3 – Суточный график нагрузки (в % от пиковой нагрузки) энергосистемы Акмолинской области, зимний максимум (использовались данные института «Энергия») [61,68]

Если предположить в качестве дополнительного решения – что выполнение функции регулирования мощности (частично) Северного Казахстана будет реализовываться с помощью достаточно мощных ВЭС. То в этом случае в составе ВЭС должны применяться ВЭУ обладающие увеличенным диапазоном регулирования активной и реактивной мощности, а также увеличенным быстродействием регулирующих функций. ВЭУ некоторых производителей имеют такие возможности регулирования номинальной мощности выдаваемой в сеть, которые теоретически могут выполнять функции вторичного резерва. Рассмотрим эти ВЭУ.

Некоторые ВЭУ компании «Vestas» *типа D*, оборудуются системой GridStreamer™ с помощью которой ВЭУ может работать в течение половины секунды без подключения к сети, а избыточная мощность с помощью резистора в полнофункциональном преобразователе преобразуется в тепловую энергию без превышения допустимой нагрузки на компоненты трансмиссии. Кроме того, с помощью новой преобразовательной системы GridStreamer™ может снижаться номинальная мощность до 20%, т.е. при необходимости существует возможность регулирования электрической мощности в широком диапазоне, который составляют 20-100 % номинальной мощности, выполнять функции вторичного резерва. Так же возможна генерация реактивной мощности [33]. Подобные возможности имеют и некоторые модели ВЭУ других компаний.

Из-за частотных преобразователей в современных ВЭУ (с регулируемой скоростью) и их контролю мощности, ветровые турбины не реагируют автоматически на колебания частоты в системе. Поэтому ВЭУ не могут осуществлять контроль, который называется первичным контролем (контролем частоты). Однако проводятся научные исследования по возможности ветровых турбин моделировать такой контроль (т.е. обеспечивать контроль мощности и, следовательно, частоты на короткий период времени от инерции турбины). В будущем такой вариант может быть осуществим [61].

Другой способ регулирования вырабатываемой мощности с помощью ВЭС возможен с помощью остановки части ВЭУ, изменяя угол атаки лопастей ветроколеса (аэродинамическим способом) или с помощью тормозного

устройства с механическим или электрическим приводом, и их отключением от сети.

Однако надо заметить, что балансирование мощности с помощью ВЭС будет возможной, если будет обеспечиваться достаточно точное прогнозирование скорости ветра (соответственно вырабатываемой мощности) за несколько часов, или сутки вперед. Если доля установленной мощности ВЭС является существенной, информация относительно выработки необходима в режиме «on-line» и спрогнозированная за 1 – 24 ч. вперед. Прогнозирование за день вперед требуются, чтобы составить график балансирования генерации и нагрузки. Прогнозирование за 1–2 ч. вперед помогает операторам системы поддержать на высоком уровне оптимальное количество регулируемой мощности и дает достаточно времени, чтобы реагировать на изменяющуюся выработку. При этом точность прогноза не совпадает с фактической генерируемой мощностью, в большей или меньшей степени. В Европе средняя ошибка при прогнозировании скорости ветра за день вперед составляет 6%, помимо ошибки прогнозирования нагрузки. В Казахстане ошибка при прогнозировании нагрузки, составляет в среднем от 1,5% до 2%, от пиковой нагрузки [61].

В настоящее время в Казахстане не существует никаких данных по прогнозу ветровой энергии. Существуют только штормовые прогнозы, которые являются региональными и покрывают очень большую территорию Казахстана. Штормовые прогнозы представлены в диапазоне 15-20 м/с (одно дневное значение для всего региона) [61].

При увеличении в Казахстане доли ВЭС, для стабильной работы энергосистемы необходимо будет развивать точность прогноза до уровня ведущих ветроэнергетических европейских держав. Для этого в первую очередь необходимо большее количество метеоданных по характеристикам ветра и др. (усредненные до 10 минут), с распределенных по территории Казахстана метеорологических мачт, для мониторинга и сбора данных по ветру. Так же необходимо на подобии опыта Испании и Португалии, открытия центра по распределяемой энергии, который будет передавать данные системному оператору, и реагировать для контроля потребностей в изменении выработки ВЭС [61].

При регулировании вырабатываемой мощности с помощью ВЭС, которое в данном случае заключается в понижении мощности, есть существенный недостаток. При регулировании (снижении) ВЭУ выдаваемую в сеть мощность, будет уменьшаться и без того относительно небольшой коэффициент использования установленной мощности. Так в перспективных, обладающих хорошими ветровыми данными местах, ВЭС с определенными типами ВЭУ, могут генерировать энергию только на 10-40%. В данном исследовании для наиболее эффективных ВЭУ в п.Боровской КИУМ составляет 48% (для единичной ВЭУ без потерь в составе ВЭС), а для ВЭС в районе г.Ерейментау КИУМ равен 37,6% [21], в районе г.Астана равен 32% [23], в районе г.Аркалык равен 33,9% [24].

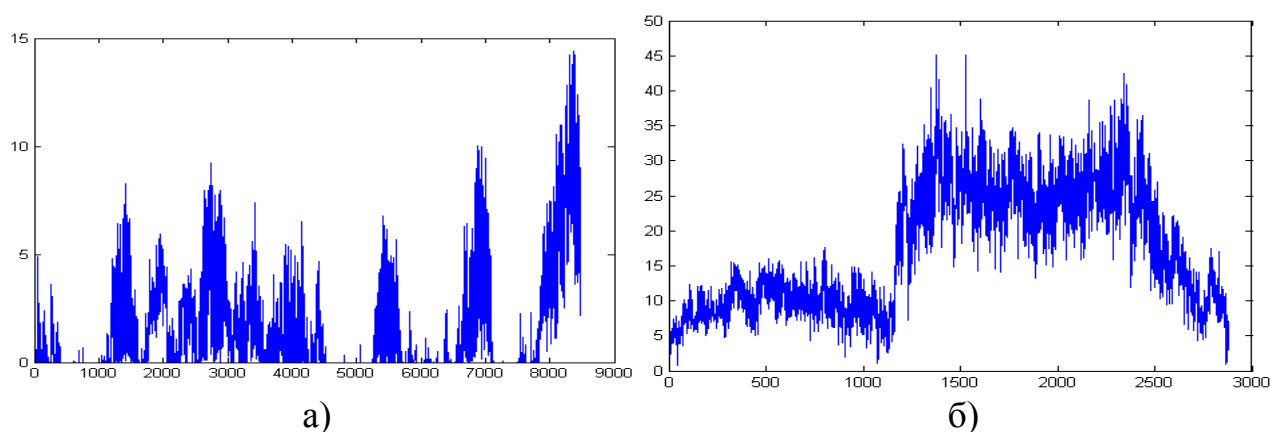
3.4 Эффект от аккумулирования энергии в энергосистеме Северного Казахстана с действующими ВЭС

Скорость ветра, следовательно, и выработка электроэнергии подвержены значительным случайным колебаниям, которые в большинстве случаев, не связаны с изменениями текущих электрических нагрузок [78].

К природному непостоянству скорости ветра, добавляется одна из технологических особенностей работы большинства современных ВЭУ, как малой мощности (в киловаттах), так и большой (в мегаваттах). Это ограниченный (определенный) диапазон скорости ветра, при котором происходит генерация электроэнергии, в соответствии с рисунками Ж.1 – Ж.11. При скорости 3 м/с ВЭУ начинает вращение, при 12-14 м/с выходит на номинальную мощность, а при превышении 25 м/с, с помощью тормозных механизмов, останавливается.

Остановка ВЭУ может произойти в периоды затиший при скорости ветра меньше 3 м/с, в соответствии с рисунком 3.4 (а) показано чередование активности ветра, с периодами затиший (штиля) продолжающимися приблизительно до 900 минут (15 часов). Остановка ВЭУ также может произойти во время бурь или ураганов при скорости ветра больше 25 м/с, длительность которых, доходит до нескольких часов. На рисунке 3.4 (б) показано движение штормового фронта, которое длится около 1200 минут (20 часов). Повторный запуск ВЭУ, возможен только при понижении скорости ветра на 2 – 4 м/с ниже скорости остановки турбины (зависит от модели ВЭУ) [78].

Из рассмотренного выше следует, что для бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией с соответствующим качеством, существует потребность в маневренных резервах в длинном временном интервале – от нескольких часов до одного дня, которые могут быть задействованы в течение секунд, или минут [61] (вторичный резерв). В качестве краткосрочного резерва для достаточно мощных ВЭС подключенных к энергосистеме возможно использование ГАЭС. Рассмотрим это более детально.



а)
по оси абсцисс проходит шкала времени в минутах, по оси ординат
скорость ветра в м/с

Рисунок 3.4 – а) Ветровая активность, чередующаяся с периодами затиший (визуализация данных временного ряда с 16:00 24.10.10 до 16:00 30.10.10). б) Сильная ветровая активность, прохождение штормового фронта (визуализация данных временного ряда с 00:00 17.03.10 до 00:00 19.03.10, с помощью программы MATLAB, измерения проводились на метеостанции ИнЕУ) [78]

Из всех возможных способов аккумуляции энергии (одни из них находятся в стадии научно-теоретических исследований, другие в виде опытных образцов, а третьи не обладают достаточной мощностью и энергоемкостью), практически во всем мире почти исключительное распространение получило гидроаккумуляция. В энергосистемах в качестве крупных накопителей используются в первую очередь ГАЭС с зарегулированной гидравлической мощностью, которые накапливают потенциальную энергию воды в водохранилищах за счет естественного стока рек. При отсутствии технической возможности сооружения ГАЭС с зарегулированным водохранилищем, одним из возможных и наиболее эффективных решений является использование ГАЭС.

ГАЭС обладают максимальными маневренными возможностями – быстрым набором и сбросом нагрузки, большим диапазоном регулирования, равным сумме насосной и турбинной мощности [75], поэтому они могут участвовать в резервировании во всех временных диапазонах, в качестве первичного, вторичного или третичного резерва [66]. Потребление в насосном режиме, излишней генерирующей мощности из энергосистемы, в первую очередь, вырабатываемую ТЭС и АЭС во время ночного провала или в дневные кратковременные периоды снижения нагрузки, является исключительной функцией ГАЭС (при этом обеспечивается базовый экономичный и безопасный характер работы ТЭС и АЭС).

Как упоминалось выше, северные регионы Казахстана не имеют достаточно маневренных электростанций, для балансирования мощности, а высокий ветровой потенциал практически на всей территории Северного Казахстана и разветвленная электрическая сеть высокого напряжения способствует установке мощных ВЭС подключенных к энергосистеме. При выдаче ВЭС всей вырабатываемой электроэнергии в энергосистему, не используя свои регулировочные свойства для балансирования мощности (Закон РК «О поддержке использования ВИЭ»), большая установленная мощность ВЭС будет вносить большой дисбаланс в энергосистему, из-за характерных особенностей режима ветрового потока в Северном Казахстане. Далее рассмотрим причину, из-за которой возможен большой небаланс мощности в данном регионе.

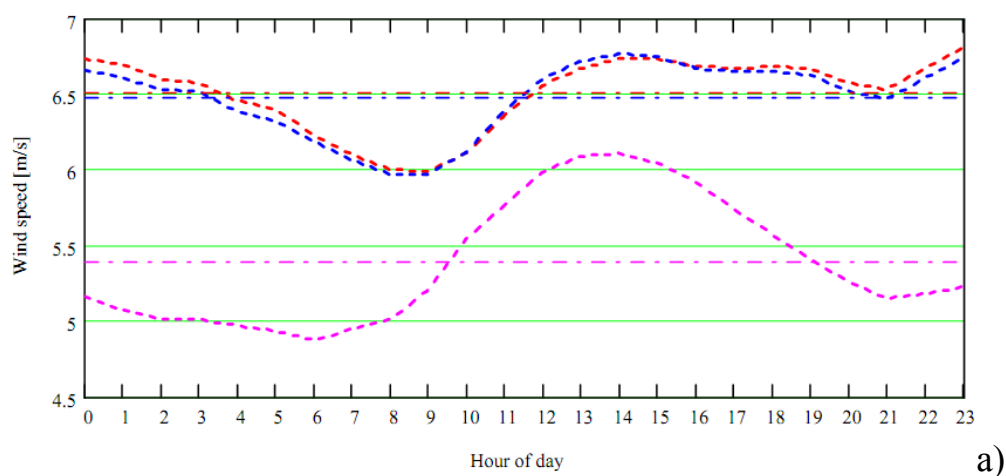
Если посмотреть на среднесуточные графики ветровой активности г.Ерейментау и п.Боровской (рисунки 1.9 и 1.19) то обнаружим, что повышение ветровой активности (что эквивалентно увеличению вырабатываемой мощности ВЭС), на уровне расположения оси ветроколеса, наблюдается в

период ночных часов суток, а снижение скорости ветра происходит в утренние и вечерние часы, не совпадая с графиками нагрузок потребителей, в соответствии с рисунками 3.2 и 3.3.

В графиках суточных средних скоростей ветра для исследованных площадок в районе Астана, Аркалык [23,24], кривой для высоты оси ветроколеса нет. Но сравнивая их кривые для трех уровней метеомачты (расположения датчиков на высоте 51 м, 49 м и 22 м, или 27 м), будем наблюдать практически, их идентичность с аналогичными кривыми графика п.Боровской, г.Ерейментау. Из чего можно предположить, что кривые суточных средних скоростей ветра для уровня оси ветроколеса для площадок в районе Астаны и Аркалыка, в соответствии с рисунком 3.5, будут иметь ту же закономерность, что и графики п.Боровской и г.Ерейментау, в соответствии с рисунками 1.9 и 1.19 – увеличение средней скорости ветра приблизительно в период с 23 часов до 7-8 часов утра, т.е. в часы ночного провала электрической нагрузки, и понижение скорости ветра в часы утреннего и вечернего пика потребления.

Измерения на рассматриваемых выше площадках проводились в разные годы, в г.Ерейментау, г.Астана, г.Аркалык (2006 – 2007г.г.), а в п.Боровской (2009 – 2010 г.г.) [10,11], из чего следует, что режимы скорости ветра в суточном разрезе имеют долгосрочную перспективу.

Если режимы скоростей ветра, эквивалентных изменению вырабатываемой мощности ВЭС, не совпадают с графиками нагрузок потребителей, то посмотрев на типичный суточный график режима работы ГАЭС, в соответствии с рисунком 3.6, увидим что ГАЭС, может потреблять в насосном режиме, излишние генерирующие мощности из энергосистемы, в том числе вырабатываемые ВЭС во время ночного провала графика нагрузок. То же можно сказать и на счет утренних и вечерних снижений скоростей ветра, эквивалентных уменьшению вырабатываемой мощности ВЭС, только в этом случае ГАЭС будет компенсировать это, выдавая мощность в энергосистему.



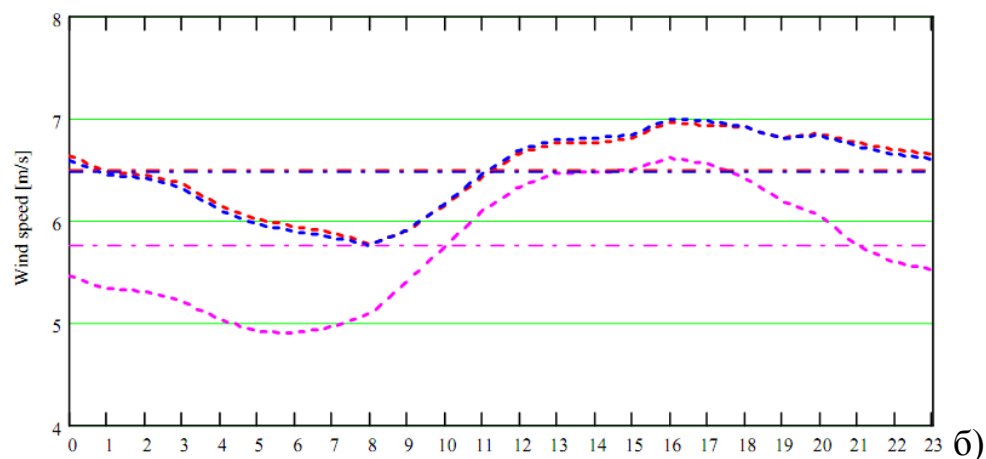


Рисунок 3.5 – Графики дневных характеристик скорости ветра на высоте 51 м (красный), 49 м (синий), и 22 м (сиреневый) над уровнем земли, для площадок в районе: а) г.Астаны и б) г.Аркалык [23,24]

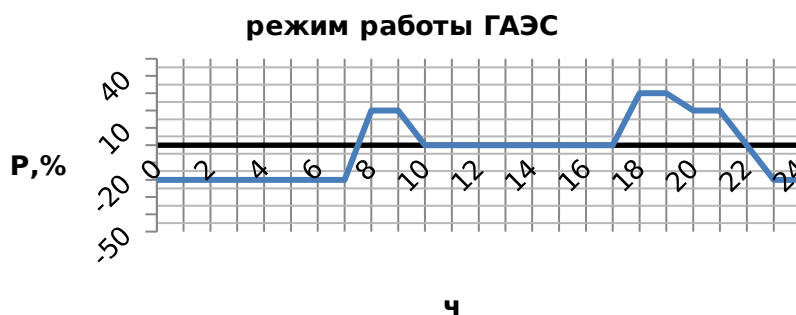


Рисунок 3.6 – Характерный суточный график режима работы ГАЭС (упрощенный). Ниже оси x (ось времени) ГАЭС работает в насосном режиме, в часы ночного провала нагрузки. Выше оси x в режиме генерации электроэнергии, в часы утреннего и вечернего пика нагрузки

Согласно закону РК «О поддержке использования ВИЭ», всю вырабатываемую ВЭС электроэнергию должен выкупать РЭК или KEGOC. Если ГАЭС по опыту Китая и Индонезии, будет входить в состав национальной электросетевой компании, с предоставлением права распоряжения регулирующей мощностью системному оператору, ответственному за формирование оптимальных электрических режимов, всю выкупаемую электроэнергию в период ночного провала нагрузки, KEGOC будет реализовывать по вечерним повышенным тарифам. Даже с учетом того, что каждый объект по возобновляемой энергии, в том числе и ВЭС, будет реализовывать электроэнергию по специально рассчитанному для него тарифу [35], который возможно будет выше, чем для традиционных электростанций. Тарифы для вечернего периода пиковой нагрузки компенсируют это.

Исследования, проведенные еще в начале 80-х годов в ФРГ, показали, что аккумулярование энергии является, экономически выгодным решением для

всей энергосистемы, в том числе и при непостоянстве выработки ВЭС, но не для одних ВЭС [76].

Если рассмотреть в качестве дополнительного решения – балансирование мощности (частично) в Центральном и Северном Казахстане с помощью ГАЭС, расположенной на севере или в центре Казахстана, возможно, это способствовало бы комплексному решению ряда энергетических, топливно-энергетических, экологических и водохозяйственных проблем. Что соответствует концепции баланса «экономика-энергетика-экология» [71].

1. При расположении на транзитных общесистемных связях, ГАЭС может участвовать в регулировании режимов энергосистемы в целом, обеспечивая требуемые значения частоты и напряжения.

2. Позволит снизить балансовые перетоки мощности с каскада крупных ГЭС расположенных на востоке и ГТЭС расположенных на западе и юго-западе, на расстоянии нескольких сотен километров, и соответственно уменьшить потери мощности и электроэнергии, разгрузить ВЛ. Также увеличилась бы надежность электроснабжения потребителей в часы максимальных нагрузок, т.к. с уменьшением протяженности ВЛ, понизилась бы вероятность технологических и аварийных отказов, в результате стихийных бедствий и определенных погодных условий («пляска» проводов).

3. В ближайшее время, в структуре генерирующих мощностей, планируется увеличение доли ТЭС с крупноблочным и теплофикационным маломаневренным оборудованием, в связи со строительством ряда КЭС и ТЭЦ. Также будет проведена модернизация на существующих тепловых электростанциях, с повышением располагаемых мощностей до проектных (ЭГРЭС-1) и добавлением дополнительных агрегатов (два энергоблока на ЭГРЭС-2) [68]. С учетом способности осуществлять двойное регулирование – как генерации, так и нагрузки, ГАЭС дополнительно окажет влияние на оптимизацию режимов работы теплоэнергетического оборудования, как на КЭС с крупноблочным маломаневренным оборудованием, так и на несущих тепловую нагрузку ТЭЦ в отопительный сезон. При работе в насосном режиме ГАЭС будет потреблять электроэнергию, в основном вырабатываемую тепловыми электростанциями, работающими в базовом экономичном режиме и использующими относительно дешевое топливо – Экибастузский уголь.

4. Когда имеются благоприятные топографические условия для создания ГАЭС с бассейнами недельного аккумулирования, можно накапливать гидродинамическую энергию в течение суток, с помощью электроэнергии разгруженных ТЭС, в выходные и праздничные дни, когда с уменьшением дневной нагрузки снижается и ночной провал. В этом случае нет необходимости остановки части агрегатов ТЭС, что нецелесообразно как с технической, так и с экономической стороны. Покрытие же сниженной в эти дни пиковой нагрузки осуществляется за счет гидроагрегатов ГЭС и увеличения нагрузки включенного теплового оборудования. Накопленная энергия используется в рабочие дни, увеличивая диапазон покрытия пиковых и возможно полупиковых нагрузок.

5. Относительно низкая плотность и значительная неравномерность графиков нагрузки крупных и крупнейших городов, обусловлены высоким удельным весом коммунально-бытового электропотребления [69]. Поэтому размещение ГАЭС, или нескольких сравнительно небольшой мощности по периметру, в непосредственной близости от города, не только способствует снижению перетоков балансирующей мощности, но также при их связи высоковольтными линиями (ВЛ) с основными узловыми распределительными подстанциями города и распределительными устройствами (РУ) крупных ТЭЦ повышает надежность электроснабжения и позволяет:

- осуществлять в нормальном режиме работы энергосистемы стандартный набор регулирующих функций в интересах энергосистемы в целом;
- в аварийной ситуации, благодаря глубокому вводу ГАЭС в структуру электроснабжения города, осуществлять адресное аварийное резервирование генерирующей мощности;
- подхватывать нагрузку отделившихся ТЭЦ с сохранением их вращающейся генерирующей мощности;
- обеспечивать электроснабжение системы собственных нужд ТЭЦ, потерявших связь с энергосистемой и разгрузившихся до нуля, что необходимо для последующего пуска их турбоагрегатов [66].

К тому же бассейны ГАЭС могут служить в качестве городского аварийного запаса воды.

6. В отличие от ГЭС, энергетические характеристики ГАЭС не зависят от сезонных и годовых колебаний водостока (маловодного года). К тому же при размещении ГЭС на трансграничной реке возможно уменьшение стока из-за отбора воды (обычно имеющего тенденцию увеличиваться с каждым годом) страной расположенной ниже по течению (на р. Иртыш – КНР). К тому же достоверно неизвестно как в будущем, будет влиять изменение климата (глобальное потепление или похолодание) на водный режим рек.

7. Если ГАЭС частично брали бы на себя функции регулирования суточного графика нагрузки, тем самым разгружая ГЭС и соответственно сохраняя и аккумулируя воду в водохранилищах Иртышских ГЭС. Это позволяло бы накапливать больше воды вплоть до проектных уровней, для производства электроэнергии, водохозяйственных нужд и для более эффективных попусков воды во время весенних паводковых разливов, для затопления пойменных земель (один из шагов для восстановления экосистемы поймы Иртыша [77]).

8. Участие ГАЭС в сезонном регулировании возможно при использовании излишней электроэнергии ГЭС при весенних попусках и накопление паводковых вод в аккумулирующем бассейне достаточно большой емкости (годового аккумулирования). Если найти техническое решение для преобразования гидравлической энергии паводковых вод, проходящих через водосбросы ГЭС, в период попусков, можно было дополнительно аккумулировать значительную энергию, в настоящий момент безвозвратно теряющуюся. При условии, что ГАЭС будет высоконапорной, понадобится

намного меньший объем воды (чем объем воды, сбрасываемый низконапорными ГЭС) для аккумулирования энергии, эквивалентной энергии вырабатываемой низконапорными ГЭС, так как мощность гидроагрегатов прямо пропорциональна, а удельный расход воды и, соответственно, объем бассейнов и габариты гидроагрегатов обратно пропорционально напору.

Выводы

В разделе 3.1 вначале были рассмотрены рекомендации по размещению ВЭС в зависимости от ландшафта, и требования по установке ВЭУ на территории ВЭС. Затем на примере местности в районе п.Боровской и г.Ерейментау, был произведен выбор количества и расположения ВЭУ на территории ВЭС. Для начала была установленная мощность предполагаемых ВЭС по возможным пропускным способностям находящихся в данном районе ВЛ. Далее выбрал типы ВЭУ, их количество, в соответствии с возможной максимальной установленной мощности, и были рассмотрены конфигурации расположения ВЭУ на территории ВЭС.

В разделе 3.2 была рассмотрена энергосистема Северного Казахстана с номенклатурой используемых напряжений ВЛ, их пропускная способность и связь с другими энергосистемами. Согласно пропускной способности ВЛ были выбраны варианты ВЭС по установленной мощности, по месту установки с подключением в энергосистеме и с определением их назначения. Кратко рассмотрена связь ВЭС с близлежащими потребителями.

В разделе 3.3 рассмотрены причины неравномерности суточных нагрузок и способы для балансирования мощности в энергосистеме с использованием традиционных электростанций и с помощью функций ВЭС как регулятора вырабатываемой мощности. Описаны требования и недостатки при использовании ВЭС в качестве регулятора баланса мощности.

В разделе 3.4 в ходе сделанного анализа было выявлено существенное несовпадение графика выработки мощности ВЭС в суточном разрезе с графиком нагрузок. В качестве решения рассмотрено использование ГАЭС в качестве краткосрочного резерва для мощных ВЭС подключенных к энергосистеме, а также рассмотрен предполагаемый эффект от аккумулирования энергии, для всей энергосистемы Северного Казахстана.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе исследования был определен ветровой потенциал северных регионов Казахстана, а именно в районе г.Ерейментау, п. Боровской и г.Павлодар (так же использовались результаты исследований в районе г.Астана и г.Аркалык). Ветровой потенциал рассмотренных регионов характеризуется достаточно высокими среднегодовыми скоростями ветра и низкими значениями интенсивности турбулентности.

Были смоделированы графики мощности для 11-ти ВЭУ. Исходя из условий ветрового потенциала (рассчитанных характеристик ветра) были произведены расчеты для выявления наиболее подходящих для условий Северного Казахстана классов и типов ВЭУ, с наибольшим КИУМ (48%). В ходе исследования было выявлено, что класс ВЭУ IEC ПА подходит к

большинству исследованных площадок. Кроме этого была рассмотрена возможность применения оффшорных ВЭУ.

Были выбраны типы ВЭУ их количество и рассмотрены конфигурации расположения ВЭУ на территории ВЭС. Согласно пропускной способности ВЛ были выбраны варианты ВЭС для северных регионов Казахстана по установленной мощности, по месту установки с подключением в энергосистеме и с определением их назначения. Рассмотрена связь ВЭС с близлежащими потребителями.

Рассмотрены причины неравномерности суточных нагрузок и способы для балансирования мощности в энергосистеме с использованием традиционных электростанций и с помощью функций ВЭС как регулятора вырабатываемой мощности. Описаны требования и недостатки при использовании ВЭС для балансирования мощности.

В ходе произведенного анализа было выявлено существенное несовпадение графика выработки мощности ВЭС в суточном разрезе с графиком нагрузок. В качестве решения рассмотрено использование ГАЭС в качестве краткосрочного резерва для мощных ВЭС подключенных к энергосистеме, а так же предполагаемый эффект от аккумулирования энергии, для всей энергосистемы Северного Казахстана.

Результаты исследования могут применяться проектировщиками для разработки проектов ВЭС в Северном Казахстане, с использованием наиболее эффективных ВЭУ.

Одним из экономически целесообразным решением, была бы установка унифицированных ВЭУ, с наибольшим КИУМ и единичной мощностью. Но с увеличением единичной мощности, увеличиваются габариты и масса ВЭУ. Габариты элементов современных ВЭУ достигают нескольких десятков метров (лопасти достигают 60-ти и более метров), а масса элементов нескольких десятков и сотен тонн. Соответственно транспортировка из места производства к месту установки может вызывать определенные трудности в континентальной части материка, тем более, если необходимо производить доставку из дальнего зарубежья.

В случае с Казахстаном, поставщиками могут являться производители, расположенные на территории Евросоюза, США и КНР. Значительная составляющая транспортировки в общей стоимости ВЭУ будет влиять на сроки окупаемости для инвесторов и пропорциональное увеличение тарифа на электроэнергию (согласно законам в этой сфере), что будет негативно сказываться на потребителях электроэнергии.

Если произвести трансфер технологий и производить унифицированные наиболее габаритные элементы, например лопасти и отдельные элементы (секции) стальной башни для концепции ВЭУ удовлетворяющей климатическим, топографическим, энергетическим и электросетевым условиям территории Северного Казахстана, можно было получить следующие преимущества:

1. Будет создана новая высокотехнологичная отрасль производства, с созданием новых рабочих мест.
2. Получать продукт высокой добавленной стоимости.
3. Сократить расходы на довольно дорогостоящие логистические операции, соответственно снизить себестоимость ВЭУ.
4. При снижении себестоимости устанавливаемой ВЭУ будут более низкие тарифы на выдаваемую в сеть электроэнергию.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Wei Tong, Wind Power Generation and Wind Turbine Design. 2010г.
2. Robert Gasch, Jochen Tewe, Wind Power Plants Fundamentals, Design, Construction and Operation, Second Edition. 2012г.
3. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И., Неисчерпаемая энергия. Книга 2. Ветроэнергетика – Харьков: Нац. Аэрокосм. Ун-т «Харьковский авиационный институт», Севастополь: Севастопольский национальный университет, 2004. – 519 с.
4. Харитонов В.П., «Автономные ветроэлектрические станции». //- М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006.
5. Pramod Jain, Wind Energy Engineering. 2011г.

6. Ветровой Атлас Республики Казахстан, www.atlas.windenergy.kz.
7. David Osmond, ASSESSMENT OF POTENTIAL WIND ENERGY YIELD IN KAZAKHSTAN, WINDLAB SYSTEMS, 2009.
8. www.mathworks.com/energy-production/wind-power.html.
9. www.mathworks.com/discovery/wind-resource-assessment.html.
10. Ветровые данные для г.Ерейментау, Акмолинской области, 2006-2007гг., Проект Правительства Казахстана и Программы Развития ООН «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики», www.windenergy.kz.
11. Ветровые данные для п.Боровской, Костанайской области, 2009-2010гг., Проект Правительства Казахстана и Программы Развития ООН «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики», www.windenergy.kz.
12. Todd Schultz, Wind Resource Assessment (MATLAB demo files from the «Wind Resource Assessment – Data Analysis Using MATLAB» webinar), 2011г , www.mathworks.com/matlabcentral.
13. MATLAB. Описание. www.sl-matlab.ru.
14. Основы работы в Curve Fitting Toolbox, www.matlab.exponenta.ru.
15. Функции Curve Fitting Toolbox, www.matlab.exponenta.ru.
16. Statistics Toolbox 5.0. Руководство пользователя, www.matlab.exponenta.ru.
17. NORMCDF - Функция распределения вероятностей нормального закона, www.matlab.exponenta.ru.
18. RAYLPDF - Функция плотности вероятности распределения Релея, www.matlab.exponenta.ru.
19. Топографическая карта части Акмолинской области (200k-m43-02) . www.poechali.org.
20. Google Earth, 2013.
21. Ветровая электростанция вблизи г. Ерейментау. Прединвестиционное исследование. Проект Правительства Казахстана и Программы Развития ООН «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики». Алматы, 2008 г, www.windenergy.kz.
22. UNDP WIND MONITORING SITES. Wind Resource and Energy Assessment, PB POWER, 2008.
23. Ветровая электростанция вблизи г. Астана. Прединвестиционное исследование. Проект Правительства Казахстана и Программы Развития ООН «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики». Алматы, 2008.
24. Ветровая электростанция вблизи г. Аркалык. Прединвестиционное исследование. Проект Правительства Казахстана и Программы Развития ООН «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики». Алматы, 2008.
25. Топографическая карта части Костанайской области (200k-n41-23) . www.poechali.org.
26. Пояснительный текст, для 1 и 2 этапа ветромониторинга, Проект Правительства Казахстана и Программы Развития ООН «Казахстан – инициатива развития рынка ветроэнергетики», www.windenergy.kz.
27. Ackerman T., Wind Power in Power Systems, Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden, 2005.

28. Безруких П.П. Возобновляемая энергетика как стимул развития электротехнической промышленности, Электро №3, 2010.
29. «MWT 62», www.mhi.co.jp.
30. «S88-2.1 MW», «S88-1.5 MW», www.suzlon.com.
31. «ENERCON product overview», www.enercon.de.
32. «Lagerwey L82 2.0 MW », «Lagerwey L100 2.5 MW», www.lagerweywind.com.
33. «V112-3.0 MW», www.vestas.com.
34. The World Wind Energy Association. Half-year Report 2012., www.wwindea.org.
35. «Возобновляемые источники энергии в Республике Казахстан – настоящее и будущее», «Вестник промышленности и торговли» №10, 2012.
36. «Direct drive wind turbine SWT-3.0-101», « Siemens Wind Turbine SWT-3.6-120», « SWT-3.6-107», « SWT-2.3-93», «SWT-2.3-82 VS», «SWT-2.3-108», « SWT - 2.3 - 113», « SWT-2.3-101», www.siemens.com/wind.
37. «WIND POWER SOLUTIONS», «WIND PRODUCT SOLUTIONS ECO 80 Platform», «WIND PRODUCT SOLUTIONS ECO 100 Platform & POWEROF3™», www.alstom.com/wind.
38. «VENSYS 2.5 MW Platform», «VENSYS 1.5 MW Platform», www.vensys.de.
39. «S9X – Designed and engineered to power customer aspirations», « S88 Mark II-2.25 MW», « S88-2.1 MW», « S88-1.5 MW», www.suzlon.com.
40. « Gamesa», «Gamesa G9X-2.0 MW Technological Evolution», « Gamesa G10X-4.5 MW Innovating for reliability», «GAMESA G114-2.0 MW», www.gamesacorp.com.
41. «LIBERTY® 2.5 MW WIND TURBINE», www.clipperwind.com.
42. «Technology & Service», www.enercon.de.
43. «4.1-113 Offshore Wind Turbine», «2 .5MW Wind Turbine Series», « 2.75-100 Wind Turbine», « 1.6-82.5 Wind Turbine», « 1.6-100 Wind Turbine », « Class I 1.5-77 Wind Turbine», www.ge-energy.com/wind.
44. www.globalwindpower.nl.
45. «Mitsubishi wind turbine generator MWT 102/2.4», « MWT 100/2.4», « MWT 95/2.4», « MWT 92/2.4», « MWT 92/2.3», « MWT 62», www.mhi.co.jp.
46. «Generation Delta – N100/3300, N117/3000», « Generation Gamma – the 2.5 MW efficiency class», «Technology perfected. The 1.5 MW rower class», www.nordex.com.
47. «6M», «5M», «3.4M 104», «3.2M 114», «MM100», «MM92», «MM82», www.repower.de.
48. «This is for you. Our complete product portfolio», www.vestas.com.
49. «WWD-1 Wind Turbine», « WWD-3 Wind Turbine », www.winwind.com.
50. Международный стандарт IEC 61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements (Second edition).
51. Международный стандарт IEC 61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements (Third edition 2005-08).
52. Erich Hau, Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics. Second Edition, 2006.
53. Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe, Ervin Bossanyi, Wind Energy Handbook, Second Edition. 2011г.

54. Wind Turbines Generator files manufacturer Vestas: Wind Systems A/S; Nordex SE. www.wasp.dk/download/PowerCurves.aspx.
55. Wind turbine power curve database (free). www.wind-power-program.com
56. Peter Tavner, Offshore Wind Turbines Reliability, availability and maintenance, The Institution of Engineering and Technology, 2012 г.
57. Wind Energy – The Facts. A guide to the technology, economics and future of wind power. European Wind Energy Association (EWEA), 2009г.
58. Маркус Шуллер. Технические и коммерческие аспекты разработки ветроэнергетических проектов. Fichtner GmbH & Co. KG, www.fichtner.de.
59. www.kegoc.kz
60. Под ред. Рокотяна С.С. и Шапиро И.М. Справочник по проектированию электроэнергетических систем, 1985г.
61. Ханнеле Холттинен, Сання Уски-Йоутсенвуо, Юха Кивилуома. Оценка энергосистемы в свете развития ветроэнергетики в Казахстане. Презентация финального отчета научно-технического центра Финляндии VTT (2010). www.windenergy.kz.
62. Kreusel, J. Harnessing a wind. ABB Review, 2/2007, стр. 33–38.
63. Kreusel, J., Wind – variable the Electrical supply – trouble-free! ABB Review, 4/2004, стр. 30–33.
64. Алтыбасаров К.М., Зигангирова Е.В. Использование ветроэнергетических станций в энергосистемах европейских стран, Материалы II Международной научно-практической конференции «Наука и образование в XXI веке: динамика развития в евразийском пространстве», 19-20 мая 2011г.
65. Алтыбасаров К.М., Зигангирова Е.В. Гидроаккумулирующие электростанции – высокоманевренные и многофункциональные электрогенерирующие объекты энергосистемы, Вестник ИнЕУ, №1, 2012г.
66. Синюгин В.Ю., Магрук В.И., Родионов В.Г. Гидроаккумулирующие электростанции в современной электроэнергетике, 2008 г.
67. Бокенбаев Ж. Энергия свершений, стр 8-12, Электроэнергетика Казахстана, №1, 2011, www.kgen.gov.kz.
68. АО КазНИПИИТЭС «Энергия», «Вопросы интеграции ветропарков в энергосистему», 2011г.
69. Чокин Ш.Ч., Сартаев Т.С., Шкрет А.Ф. Энергетика и электрификация Южного Казахстана, 1987г.
70. В.Шикунов, В.Чичасов Перспективы развития гидроэнергетики, Промышленность Казахстана, 12/2006, стр.36- 38.
71. Назарбаев Н.А. Глобальная энергоэкологическая стратегия устойчивого развития в 21 веке, 2011г.
72. Закон РК «О поддержке использования возобновляемых источников энергии», 2009г.
73. Чокин Ш.Ч., Сартаев Т.С., Шкрет А.Ф. Энергетика и электрификация Восточного Казахстана, 1986г.
74. Чокин Ш.Ч., Сартаев Т.С., Шкрет А.Ф. Энергетика и электрификация Северного и Центрального Казахстана, 1988г.

75. Бабурин Б.Л., Шейнман Л.Б., Гидроаккумулирующие электростанции, 1978 г.
76. Ярас Л., Ярас А., Хоффман Л., Обермайер Г., Энергия ветра: Пер. с англ./ Под ред. Я.И.Шефтера. – М.: Мир, 1982.
77. Соломатин А.О. Пойма Иртыша: разрушенная экосистема, Вестник ИнЕУ, №1(37) 2010, стр.202-206.
78. Алтыбасаров К.М., Зигангирова Е.В. Роль гидроаккумулирующих электростанций в развитии ветроэнергетики, Вестник ИнЕУ, №1, 2012г.

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ А Фрагменты ветрового атласа РК

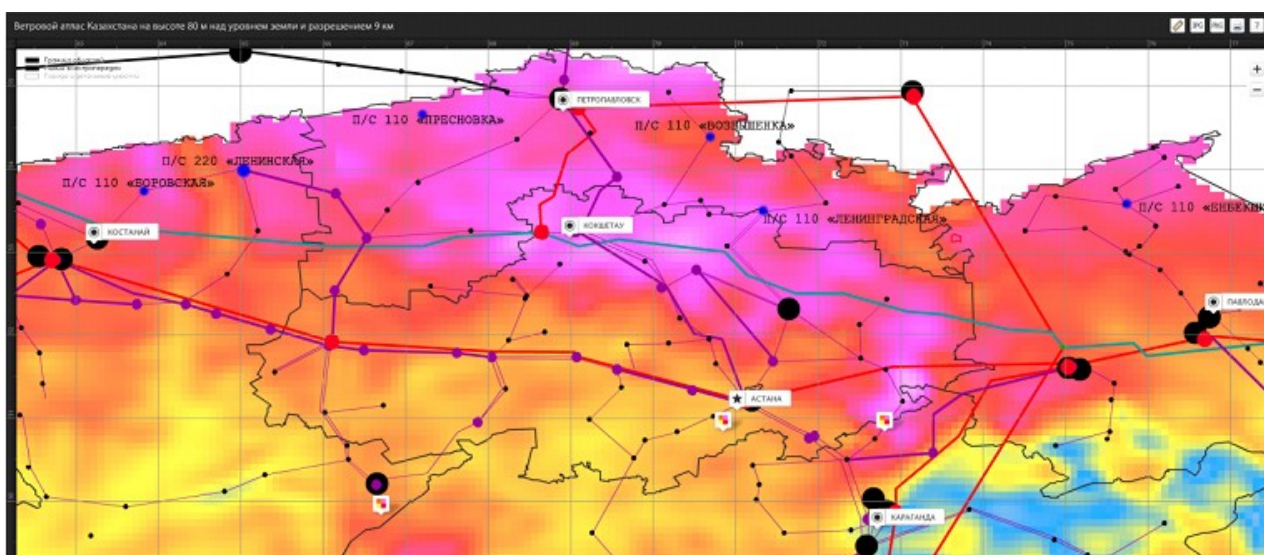


Рисунок А.1. – Ветровой атлас северных регионов Республики Казахстан [6].
Синим цветом, обозначены узловые подстанции, отдаленные от центров

электропитания, где предположительно возможна установка ВЭС учитывая потенциал ветра в данной местности

Приложения

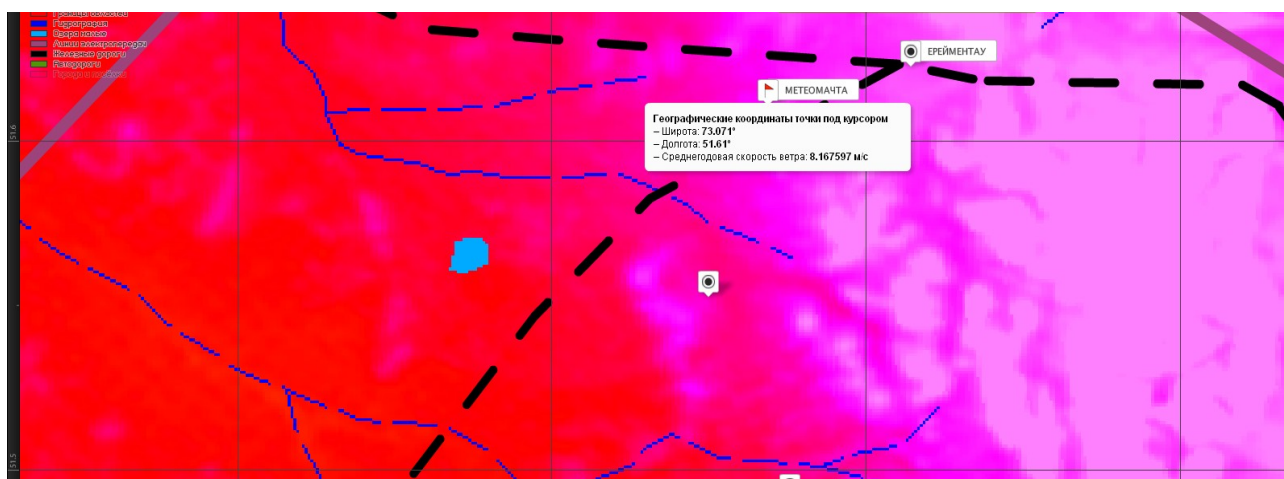


Рисунок А.2. – Ветровой атлас участка в районе г. Ерейментау и долгосрочная средняя скорость ветра для координат расположения метеомачты [26], в районе г.Ерейментау (ветровой атлас Казахстана) [6]

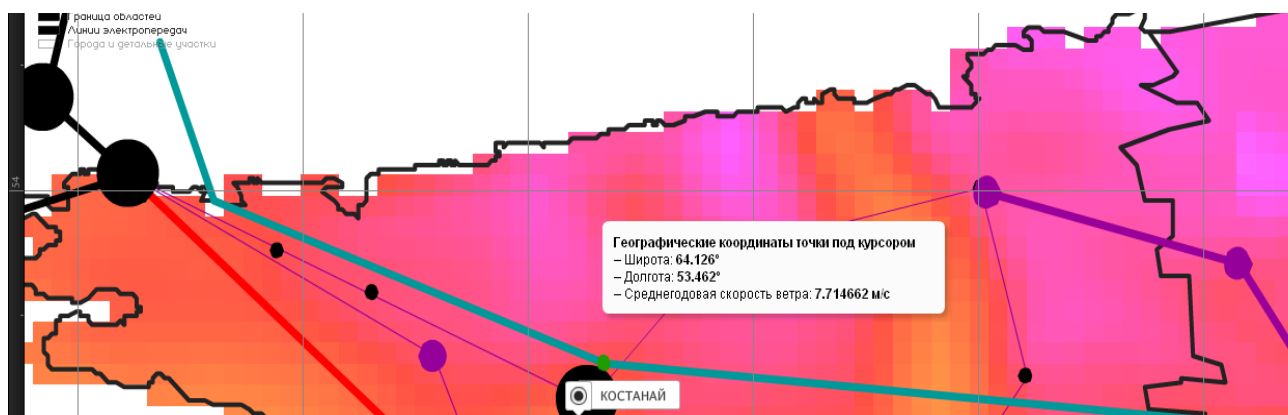


Рисунок А.3. – Ветровой атлас участка в районе п. Боровской (Костанайская область) и долгосрочная средняя скорость ветра для координат расположения метеомачты [26] в районе п.Боровской (ветровой атлас Казахстана) [6]

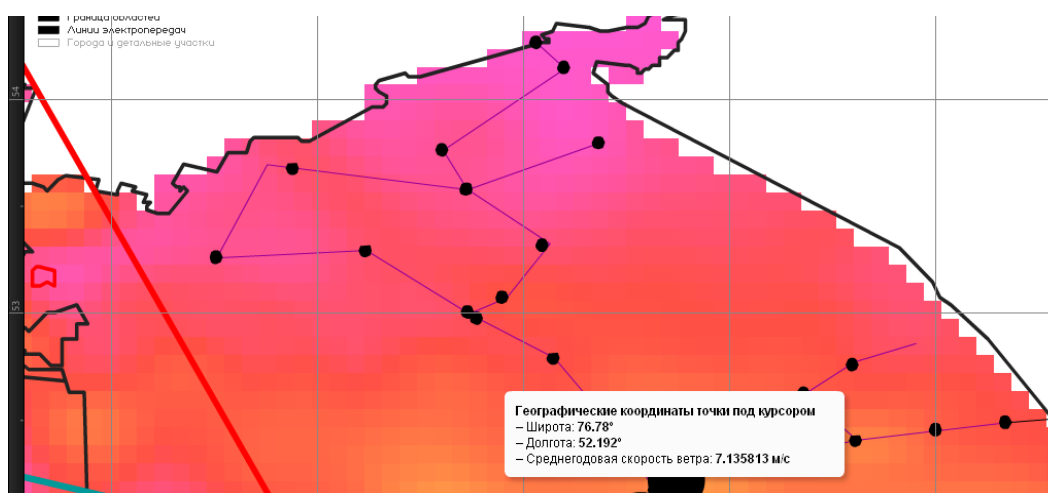


Рисунок А.4. – Ветровой атлас Казахстана в районе г.Павлодар и долгосрочная средняя скорость ветра для координат расположения метеомачты [20] (ветровой атлас Казахстана) [6]

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Краткие определения файлов демонстрационного примера анализа данных для оценки ресурса ветра «Wind Resource Assessment» компании MathWorks, Inc

Б.1. Основной программный модуль демонстрационного примера анализа данных для оценки ресурса ветра WindAssessmentDA.m [12]. Структура модуля описана в разделе 1.2 данной работы

WindAssessmentDA.m

```
%% Анализ данных для оценки ресурса ветра
% Этот демонстрационный пример анализирует данные о ветре, измеренные на
% метеорологической наблюдательной мачте расположенной в Массачусетсе.
% Использовались данные от двух датчиков скорости ветра расположенных на высоте
% 49 м, на 38 м и от одного на 20 м. От двух датчиков направления ветра
% расположенных на высоте 49 м, 38 м, и 20 м. Температура регистрировалась одним
% датчиком на высоте 2 м. Средняя величина, среднеквадратичное отклонение,
% минимальные и максимальные значения каждого датчика регистрировались каждые
% десять минут с 11:00 25.05.2007 до 16:50 10.06.2008.
%
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

```
%
% Written by Todd Schultz
```

Б.2. Функция fcnvdttimeplot(wind) [12]

```
fcnvdttimeplot(wind)
function fcnvdttimeplot(wind)
% fcnvdttimeplot.m plot
%
% Эта функция графически изображает скорости, направления, и температурные
% данные временного ряда.
%
% Применение: fcnvdttimeplot (wind)
%
% Ввод:
% wind = массив набора данных со всеми данными
%
% Выводы: Нет
%
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.3. Функция fcnmissingdates(time) [12]

```
fcnmissingdates(time)
function missingdates = fcnmissingdates(time)
% fcnmissingdates.m
%
% Эта функция ищет вектор времени, разрывы или интервалы выборки, которые
% указывают, что выборки отсутствуют.
%
% Применение: missingdates = fcnmissingdates (time)
%
% Ввод:
% time = последовательный вектор даты записанных выборок
%
% Выводы:
% missingdates = матрица интервалов, где обнаруживается недостающие выборки
%
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.4. Функция fcnDataQuality [12]

```
fcnDataQuality
classdef fcnDataQuality < handle
    %FCNDATAQUALITY сохраняет информацию корректных данных
    % Есть 6 условий для некорректных данных, которые получаются независимо
    % missingData - данные не присутствуют
    % clippedVelocity - некорректно измеренные скорости
    % clippedDirection - некорректно измеренные направления
    % abnormalTemperature - завышенные температурные показания
    % icingConditions - обледенение обнаруживается
    % stuckWind - датчик придерживался
    %
    % Кроме того, следующее вычисляется автоматически.
    %
    % badData - по крайней мере, одно условие выше является истиной
    % goodData - все остальные
    %
    % Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.5. Функция fcnPlotDataQuality(data) [12]

```
function fcnPlotDataQuality(data)
%
% Эта функция визуализирует расчеты на корректность данных (строятся графики)
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.6. Функция fcnpowerlaw(x,y) [12]

```
fcnpowerlaw(x,y)
function [cfobj,cfgood] = fcnpowerlaw(x,y)
% fcnpowerlaw.m
%
% Эта функция соответствует модели степенного закона,  $y = a \cdot x^b$ , данные
% предоставляются в переменных x и y. Выводы - объект соответствующей кривой и
% соответствующей структуры. Отметьте, что вводы x и y должны быть с тем же
% самым размером векторов.
%
% Применение: [fobj, fgood] = fcnpowerlaw (x, y)
%
% Ввод:
% x = независимые или прогнозируемые переменные данные как вектор
% y = зависимые или ответные переменные данные как вектор
%
% Выводы:
% cfobj = объект соответствующей кривой с соответствующими результатами
% cfgood = структура с совершенной соответствующей информацией
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/10/2009
```

Б.7. Функция fcnvdistplot(wresults,vnames) [12]

```
fcnvdistplot(wresults,vnames)
function fcnvdistplot(wresults,vnames)
% fcnvdistplot.m plot
%
% Эта функция графически изображает скоростные распределения.
%
% Применение: fcnvdistplot (wresults, vnames)
%
% Ввод:
% wresutls = структура данных с данными vdist
% varnames = имя переменной для vdist
%
% Выводы: Нет
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.8. Функция fcnwindrose(D,F,varargin) [12]. С помощью функции fcnwindrose(D,F,varargin) производится распределение скорости ветра по направлению и интенсивности, с последующей визуализацией розы ветров

```
fcnwindrose(D,F,varargin)
function varargout = fcnwindrose(D,F,varargin)
```

```
%WIND_ROSE    Роза ветров направления и интенсивности
%
% Syntax:
%    HANDLES = WIND_ROSE(D,I,VARARGIN)
%
% Ввод:
%    D    Направления
%    I    Интенсивности
%
% Вывод:
%    Обрабатывают все строки, файлы, тексты
%
% MMA 26-11-2007, mma@odyle.net
%
% IEO, Instituto Espaol de Oceanografa
% La Corua, Espaa
%
% Modified by Todd Schultz on June 11, 2009
```

Б.9. Функция getMonth(dates) находит месяцы данных [12]

```
getMonth(dates)
function month = getMonth(dates)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.10. Функция getYear(dates) находит годы данных [12]

```
getYear(dates)
function year = getYear(dates)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.11. Функция getHour(dates) находит часы данных [12]

```
getHour(dates)
function hour = getHour(dates)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

П2.12. Функция getDay(dates) находит дни данных [12]

```
getDay(dates)
function day = getDay(dates)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.13. Функция fcnalphaplot(X1, Y1, Y2) для визуализации результатов расчета среднемесячного и общего значения показателя степени кривой профиля ветра - α [12]

```
fcnalphaplot(X1, Y1, Y2)
function fcnalphaplot(X1, Y1, Y2)
%CREATEFIGURE(X1,Y1,X2,Y2)
```

```
% X1: вектор x данных
% Y1: вектор y данных
% Y2: вектор y данных

% Автоматически сгенерированный в MATLAB на 16:25:11 02-07-2009

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.14. Функция fcnKEplot(wind,ivh,wresults) [12]

```
fcnKEplot(wind,ivh,wresults)
function fcnKEplot(wind,ivh,wresults)
% fcnKEplot.m plot
%
% Эта функция графически изображает скорость, и кинетическую энергию ветра
% данных временного ряда на высоте оси ветроколеса.
%
% Применение: fcnKEplot (wind, ivh, wresults)
%
% Ввод:
% wind = массив набора данных со всеми данными
% ivh = показатель скорости на высоте оси ветроколеса
% wresults = аналитическая переменная структуры результата
%
% Выводы: Нет

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
```

Б.15. Функция fcnpowercurve(v,prated) [12]

```
fcnpowercurve(v,prated)
function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% Эта функция моделирует кривую мощности для фиктивной ВЭУ. Модель построена как
% линейная кусочная функция, чтобы более точно учитывать скорости включения и
% отключения.
%
% Применение: p = fcnpowercurve (v, prated),
%
% Ввод:
% v = скорость ветра на высоте оси ветроколеса (м\с)
% prated = номинальная мощность турбины (Вт)
%
% Результаты:
% p = электрическая мощность от ВЭУ (кВт)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
```

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Модифицированные программные модули «Wind Resource Assessment»
MathWorks.Inc., выполненные в рамках данного исследования

В.1. Модифицированный программный модуль WindAssessmentDA.m [12]

```
%% Анализ данных для оценки потенциала ветра
% Использовался программный модуль WindAssessmentDA.m, который был
откорректирован для адаптации к данным ветрового мониторинга, проводимого в
рамках программы ПРООН. Часть программного модуля, где производится расчет
краткосрочной, долгосрочной средней вырабатываемой мощности и КИУМ для каждой
исследуемой модели ВЭУ, с результатами расчетов, будет рассмотрен в приложении
И. (для данных г.Ерейментау) и в приложении К. (для данных п.Боровской).
%
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
%
% Written by Todd Schultz
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИнЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% полная обработка данных с визуализацией данных
wind = dataset('file','winddata.txt','delimiter','\t', ...
```

```

'format', ['%s' repmat(' %f',1,19)]];
wind.vhub = zeros(size(wind,1),1);
wind.phub = zeros(size(wind,1),1);
wind.rho = zeros(size(wind,1),1);
wind.Properties.Units = [{'date'} repmat({'m/s'},1,4*3) ...
repmat({'deg'},1,2*2) ...
repmat({'C'},1,1*2) ...
repmat({'hPa'},1,1*1) ...
'm/s' 'W/m^2' 'kg/m^3'];
wind.t = datenum(wind.date, 'yyyy-mm-dd HH:MM:SS');
hhub = 80;
hv = [51 49 27];
hvh = [hv hhub];
hd = [49 27];
hT = [49 27];
hP = 4;
nobs = size(wind,1);
wind.T3Avg = (wind.T3Avg1+wind.T3Avg2)./2;
patm = wind.Pressure_Avg.*100;
Rair = 287;
wind.rho = patm./(Rair*(wind.T3Avg+273.15));
clear patm Rair
ihub = 21;
iv = 2:4:10;
ivh = [iv ihub];
id = 14:2:16;
iT = 18:1:19;
vrange = [0 100];
drange = [0 360];
Trange = [-50 150];
vice = 1;
dstdice = 0.5;
Tice = 2;
iice = [ 2 14 18;
6 14 18;
10 16 19];
dSDstuck = 0.1;
ddelta = 0.1;
ndt = 6;
istuck = [14 16];
wresults = [];
figure
fcnvdttimeplot(wind)
wresults.missingdates = fcnmissingdates(wind.t);
dqflag = fcnDataQuality(wind.t);
fcnPlotDataQuality(dqflag);
I = isnan(double(wind(:,2:(length(hv)*4+length(hd)*2+length(hT)*1+1))));
mvflag = any(I,2);
nmiss = sum(sum(I));
disp([num2str(nmiss) ' missing values were found.'])
disp(' ')
dqflag.missingData = mvflag;
fcnPlotDataQuality(dqflag);
clear I
a = double(wind(:,iv));
vflags = a < vrange(1) | a > vrange(2);
nclip = sum(sum(vflags));
disp([num2str(nclip) ' clipped velocity values were found.'])
disp(' ')
for ii = 1:length(iv)
if any(vflags(:,ii))
txt = wind.Properties.VarNames(iv(ii));
disp(['Velocity sensor values from ' txt{1} ' are possibly clipped.'])

```

```

disp('Proceed with caution.')
disp(' ')
end
end
dqflag.clippedVelocity = any(vflags,2);
fcnPlotDataQuality(dqflag);
clear ii a txt
a = double(wind(:,id));
dflags = a < drange(1) | a > drange(2);
ndir = sum(sum(dflags));
disp([num2str(ndir) ' clipped direction values were found.'])
disp(' ')
for ii = 1:length(id)
if any(dflags(:,ii))
txt = wind.Properties.VarNames(id(ii));
disp(['Direction sensor values from ' txt{1} ' are possibly clipped.'])
disp('Proceed with caution.')
disp(' ')
end
end
dqflag.clippedDirection = any(dflags,2);
fcnPlotDataQuality(dqflag);
clear ii a txt
a = double(wind(:,iT));
Tflags = a < Trange(1) | a > Trange(2);
nabT = sum(sum(Tflags));
disp([num2str(nabT) ' abnormal temperature values were found.'])
disp(' ')
for ii = 1:length(iT)
if any(Tflags(:,ii))
txt = wind.Properties.VarNames(iT(ii));
disp(['Temperature sensor values from ' txt{1} ...
' are possibly abnormal.'])
disp('Proceed with caution.')
disp(' ')
end
end
dqflag.abnormalTemperature = any(Tflags,2);
fcnPlotDataQuality(dqflag);
clear ii a txt
nice = size(iice,1);
I = zeros(nobs,nice);
for ii = 1:nice
if any(I(:,ii))
a = wind.Properties.VarNames(iice(ii,:));
txt = [' ' a{1} ' ' a{2} ' ' a{3}];
disp('Possible icing condition on sensors:')
disp(txt)
disp(' ')
end
end
iceflags = any(I,2);
dqflag.icingConditions = iceflags;
fcnPlotDataQuality(dqflag);
clear nice I ii a txt
sssearch = [repmat('1',1,ndt) '+'];
for ii = 1:length(hd)
a = double(wind(:,istuck(ii)+1));
Istd = a < dSDstuck;
Idiff = zeros(nobs,1);
a = double(wind(:,istuck(ii))));
Itemp = abs(diff(a)) <= ddelta;
Idiff(1:end-1) = Itemp;

```

```

stuck = Istd.*Idiff;
stuck = int2str(stuck)';
[s,e] = regexp(stuck,ssearch);
stuckflags = zeros(nobs,1);
for jj = 1:length(s)
    stuckflags(s(jj):e(jj),ii) = 1;
end
end
nstuck = sum(sum(stuckflags));
disp([num2str(nstuck) ' possible stuck conditions were found.'])
disp(' ')
for ii = 1:length(hd)
    if any(stuckflags(:,ii))
        a = wind.Properties.VarNames(istuck(ii));
        txt = ['Possible stuck condition on sensor ' a{1} '.'];
        disp(txt)
        disp(' ')
    end
end
dqflag.stuckWind = any(stuckflags,2);
fcnPlotDataQuality(dqflag);
clear stuck a Itemp Istd Idiff txt s e ii jj ndt
wind = wind(dqflag.goodData,:);
npass = size(wind,1);
perpass = npass/nobs;
disp([num2str(perpass*100,3) '% of the observation passed the data' ...
    ' quality assurance testing.'])
clear Tflags Tice Trange dSDstuck ddelta dflags dqflag drange dstdice
clear iceflags iice istuck missingdates nmiss perpass ssearch stuckflags
clear vflags vice vrange hdq nobs mvflag nIice nabT nclip ndir nstuck
figure
fcnvdttimeplot(wind)

% анализ данных - скорость ветра на высоте ступицы
vhub = zeros(npass,1);
for ii = 1:npass
    cfobj = fcnpowerlaw(hv,double(wind(ii,iv)));
    vhub(ii) = cfobj(hhub);
end

% анализ данных - распределение скорости ветра
wind.vhub = vhub;
clear cfobj vhub
wresults.overall.velocity = mean(double(wind(:,ivh)));
wresults.overall.direction = mean(double(wind(:,id)));
wresults.overall.temperature = mean(double(wind(:,iT)));
vmax = max(max(double(wind(:,ivh))));
wresults.vdist.vbins = (0:1:ceil(vmax))';
vnames = wind.Properties.VarNames(ivh);
for ii = 1:length(vnames)
    wresults.vdist.(vnames{ii}) = hist(wind.(vnames{ii}), ...
        wresults.vdist.vbins)/npass;
end
figure
fcnvdistplot(wresults,vnames{ii})
end
clear ii vmax vnames

% анализ данных - розы ветров
figure('color','white')
fcnwindrose(wind.d49Avg,wind.v51Avg,'dtype','meteo','n',16, ...
    'labtitle','Height = 51 m','lablegend','Velocity (m/s)')
figure('color','white')
fcnwindrose(wind.d49Avg,wind.v49Avg,'dtype','meteo','n',16, ...

```

```

'labtitle','Height = 49 m','lablegend','Velocity (m/s)')
figure('color','white')
fcwindrose(wind.d27Avg,wind.v27Avg,'dtype','meteo','n',16, ...
'labtitle','Height = 27 m','lablegend','Velocity (m/s)')

% анализ данных - среднемесячные скорости ветра
m = getMonth(wind.t);
y = getYear(wind.t);
dateGroups = unique([y m], 'rows');
dateGroups = sortrows(dateGroups,[1 2]);
nGroups = size(dateGroups,1);
wresults.monthavg.date = datestr([dateGroups ones(nGroups,1) ...
zeros(nGroups,3)], 'mmm-yy');
wresults.monthavg.data = zeros(nGroups,length(ivh));
for mm = 1:length(ivh)
for nn = 1:nGroups
idx = (y == dateGroups(nn,1)) & (m == dateGroups(nn,2));
wresults.monthavg.data(nn,mm) = mean(double(wind(idx,ivh(mm))));
end
end
clear mm nn idx m y
figure
plot(wresults.monthavg.data,'-o');
ylabel('v_{monthly} (m/s)')
xlim([1 nGroups])
set(gca,'XTick',1:2:nGroups)
set(gca,'XTickLabel',wresults.monthavg.date(1:2:nGroups,:))
legend(wind.Properties.VarNames(ivh),'Location','Best')
clear dateGroups nGroups

% анализ данных - средние скорости ветра в течение суток
h = getHour(wind.t);
wresults.diurnal.hour = unique(h);
nh = length(wresults.diurnal.hour);
wresults.diurnal.data = zeros(nh,length(ivh));
for mm = 1:length(ivh)
for nn = 1:nh
I = h == wresults.diurnal.hour(nn);
wresults.diurnal.data(nn,mm) = mean(double(wind(I,ivh(mm))));
end
end
clear h nh I mm nn
figure
plot(wresults.diurnal.hour,wresults.diurnal.data,'-o');
ylabel('v_{diurnal} (m/s)')
xlabel('Hour of Day')
xlim([wresults.diurnal.hour(1) wresults.diurnal.hour(end)])
legend(wind.Properties.VarNames(ivh),'Location','SouthWest')

% анализ данных - интенсивность турбулентности
wresults.ti.data = double(wind(:,iv+1))./(double(wind(:,iv)));
timax = ceil(10*max(max(wresults.ti.data)))/10;
vmax = ceil(max(max(double(wind(:,iv)))));
for ii = 1:length(iv)
figure
subplot(2,1,1);
plot(double(wind(:,iv(ii))),wresults.ti.data(:,ii),'+')
xlim([0 ceil(vmax)])
ylim([0 ceil(10*timax)/10])
box on
xlabel('Wind velocity (m/s)')
ylabel('TI')
title(['Turbulence Intensity for ' ...

```

```

char(wind.Properties.VarNames(iv(ii))))]
subplot(2,1,2);
boxplot(wresults.ti.data(:,ii),round(double(wind(:,iv(ii)))))
xlim([0 ceil(vmax)])
xlabel('Wind velocity (m/s)')
ylabel('TI')
end
clear ii timax vmax

% анализ данных - профиль сдвига ветра - ежемесячное и общее значение альфа
[cfobj,cfgood] = fcnpowerlaw(hv,wresults.overall.velocity(1:length(hv)));
wresults.bl.overall.cfobj = cfobj;
wresults.bl.overall.cfgood = cfgood;
wresults.bl.overall.alpha = coeffvalues(cfobj);
wresults.bl.overall.alpha = wresults.bl.overall.alpha(2);
x = logspace(-2,2,200);
y = cfobj(x);
figure
plot(wresults.overall.velocity(1:length(hv)),hv,'o',y,x)
xlabel('Wind velocity (m/s)')
ylabel('Height (m)')
legend('Data','Power Law','Location','Best')
clear x y cfobj cfgood
wresults.bl.monthly.date = wresults.monthavg.date;
nmonths = length(wresults.bl.monthly.date);
wresults.bl.monthly.cfobj = cell(length(nmonths),1);
wresults.bl.monthly.cfgood = cell(length(nmonths),1);
wresults.bl.monthly.alpha = zeros(length(nmonths),1);
for ii = 1:nmonths
[cfobj,cfgood] = fcnpowerlaw(hv, ...
wresults.monthavg.data(ii,1:length(hv)));
alpha = coeffvalues(cfobj);
wresults.bl.monthly.cfobj{ii} = cfobj;
wresults.bl.monthly.cfgood{ii} = cfgood;
wresults.bl.monthly.alpha(ii) = alpha(2);
end
clear ii cfobj cfgood alpha
fcnalphaplot(1:nmonths,wresults.bl.monthly.alpha,wresults.bl.overall.alpha)
clear nmonths

% анализ данных - краткосрочный KE поток и средняя скорость ветра на высоте оси
ветроколеса
wind.phub = 0.5*wind.rho.*wind.vhub.^3;
wresults.overall.phub = mean(wind.phub);
disp(['Mean KE flux (W/m^2): ' num2str(wresults.overall.phub,'%3.0f')])
disp(' ')

figure
fcnKEplot(wind,ivh,wresults)

```

B.2. Модифицированный программный модуль fcnavdttimeplot.m [12]

```

function fcnavdttimeplot(wind)
% fcnavdttimeplot.m plot
%
% This function plots the velocity, direction, and temperature time-series
% data.
%
% Usage: fcnavdttimeplot(wind)
%
% Inputs:
% wind = dataset array with all data

```

```

%
% Outputs: None

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Find begining of all months in date range
m = getMonth(wind.t);
y = getYear(wind.t);

dateGroups = unique([y m], 'rows');
dateGroups = sortrows(dateGroups,[1 2]);
dateGroups = dateGroups(1:2:length(dateGroups),:);
xt = datenum([dateGroups ones(size(dateGroups,1),1) ...
    zeros(size(dateGroups,1),1) ones(size(dateGroups,1),1) ...
    zeros(size(dateGroups,1),1)]);

% Create figure
sp1 = subplot(3,1,1);
plot(wind.t,wind.v51Avg, ...
    wind.t,wind.v49Avg,wind.t,wind.v27Avg)
legend('v51','v49','v27')
ylabel('v_{avg} (m/s)')
set(gca,'XTick',xt)
set(gca,'XTickLabel',cell(1,length(xt)))
sp2 = subplot(3,1,2);
plot(wind.t,wind.d49Avg,wind.t,wind.d27Avg)
legend('d49','d27')
ylabel('d_{avg} (deg)')
set(gca,'XTick',xt)
set(gca,'XTickLabel',cell(1,length(xt)))
sp3 = subplot(3,1,3);
plot(wind.t,wind.T3Avg1,wind.t,wind.T3Avg2)
legend('T49','T27')
ylabel('T_{avg} (\circ)')
set(gca,'XTick',xt)
set(gca,'XTickLabel',cell(1,length(xt)))
datetick('x','mmm-yy','keeplimits','keepticks')
linkaxes([sp1, sp2, sp3], 'x');

% [EOF]

```

В.3. Модифицированный программный модуль fcnalphaplot(X1, Y1, Y2) [12]

```

function fcnalphaplot(X1, Y1, Y2)
%CREATEFIGURE(X1,Y1,X2,Y2)
% X1: vector of x data
% Y1: vector of y data
% Y2: vector of y data

% Auto-generated by MATLAB on 02-Jul-2009 16:25:11

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

```

```

X2 = X1;
Y2 = ones(size(X1))*Y2;

% Create figure
figure1 = figure;

% Create axes
axes1 = axes('Parent',figure1,...
    'XTickLabel',{'Oct-09';'Dec-09';'Feb-10';...
    'Apr-10';'Jun-10';'Aug-10';'Oct-10'},...
    'XTick',1:2:13);
% Uncomment the following line to preserve the X-limits of the axes
xlim(axes1,[1 13]);
% Uncomment the following line to preserve the Y-limits of the axes
% ylim(axes1,[0.35 0.6501]);
box(axes1,'on');
hold(axes1,'all');

% Create plot
plot(X1,Y1,'Parent',axes1,'MarkerFaceColor',[0 0 1],'Marker','o',...
    'LineStyle',':',...
    'DisplayName','Monthly');

% Create ylabel
ylabel('\alpha');

% Create plot
plot(X2,Y2,'Parent',axes1,'LineWidth',2,...
    'Color',[0.8471 0.1608 0],...
    'DisplayName','Overall');

% Create legend
legend(axes1,'show');

```

В.4. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ Enercon E-82 E3 (3,02 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)
%
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан
%
% Constants

```

```

von = 2;          % cut-on speed (m/s)
vc = 17;          % corner speed (m/s)
vout = 25;        % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.4369,0.3710);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

В.5. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ Enercon E-101 (3,05 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 2;          % cut-on speed (m/s)
vc = 13;          % corner speed (m/s)
vout = 25;        % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.382592,0.376998);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out

```

```
p(v > vout) = 0;
```

```
% [EOF]
```

В.6. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ GE 2.5-100 (2,5 МВт)

```
function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)
%
% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан
%
% Constants
von = 3;          % cut-on speed (m/s)
vc = 13;          % corner speed (m/s)
vout = 25;        % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.40364,0.356079);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]
```

В.7. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ Clipper Liberty C93 (2,5 МВт)

```
function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
```

```

%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 3;          % cut-on speed (m/s)
vc = 14;          % corner speed (m/s)
vout = 25;        % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.431236,0.37226);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

В.8. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ Clipper Liberty C96 (2,5 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет

```

```

% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 3;           % cut-on speed (m/s)
vc = 14;           % corner speed (m/s)
vout = 25;         % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.453418,0.379316);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

В.9. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ Nordex N100-2500 (2,5 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 3;           % cut-on speed (m/s)
vc = 13;           % corner speed (m/s)
vout = 25;         % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.43692,0.378477);

```

```

% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

В.10. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ REpower 5M, Onshore (5,075 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 3.5;          % cut-on speed (m/s)
vc = 14;            % corner speed (m/s)
vout = 25;          % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.38545,0.364542);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

В.11. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ Siemens SWT-3.6-120, (3,6 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%

```

```

% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 3;          % cut-on speed (m/s)
vc = 15;          % corner speed (m/s)
vout = 25;        % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.45611,0.379046);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

В.12. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ VENSYS 109 (2,5 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009

```

```

%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 3;           % cut-on speed (m/s)
vc = 13;           % corner speed (m/s)
vout = 25;         % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.47472,0.387606);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

В.13. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ Vestas V90 (3 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИНЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 3.5;         % cut-on speed (m/s)
vc = 16;           % corner speed (m/s)
vout = 25;         % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;

```

```

% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.475795,0.387657);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

B.14. Модифицированный программный модуль fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривой мощности ВЭУ Vestas V112 (3,075 МВт)

```

function p = fcnpowercurve(v,prated)
% fcnpowercurve.m
%
% This function models the power curve for a fictitious wind turbine. The
% model is constructed as a piece-wise function to more accurately account
% for the cut-on and cut-out speeds.
%
% Usage: p = fcnpowercurve(v,prated)
%
% Inputs:
% v = wind speed at hub height (m/s)
% prated = rated turbine power (W)
%
% Outputs:
% p = electrical power from wind turbine (W)

% Copyright 2009 - 2011 MathWorks, Inc.
% Author(s): T. Schultz, 6/23/2009
%
% Внес корректировки (модифицировал) Алтыбасаров К.М.
% ИнЕУ, Инновационный Евразийский Университет
% г.Павлодар, Республика Казахстан

% Constants
von = 3;           % cut-on speed (m/s)
vc = 13;           % corner speed (m/s)
vout = 25;         % cut-out speed (m/s)

p = zeros(size(v));

% Create model
% Below cut-on
p(v < von) = 0;
% Ramp up (use model)
I = (v >= von & v < vc);
p(I) = prated*normcdf(v(I)/vout,0.45135,0.385384);
% At rated power
p(v >= vc & v <= vout) = prated;
% Above cut-out
p(v > vout) = 0;

% [EOF]

```

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Топографические особенности и ландшафт в районе п.Боровской и
г.Ерейментау

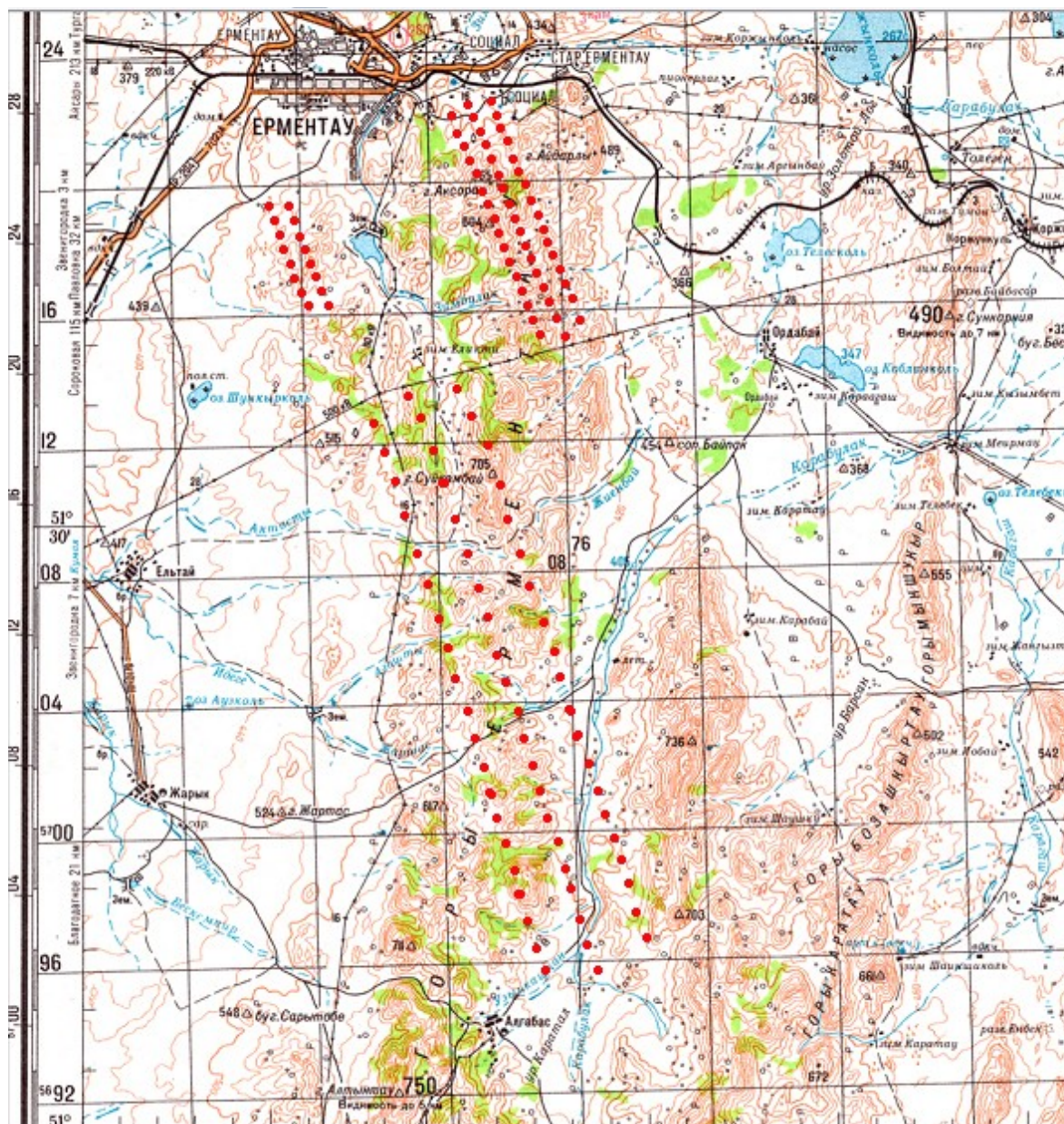


Рисунок Г.1. – Топографические особенности площадки предполагаемого строительства ВЭС в районе г.Ерейментау [19]

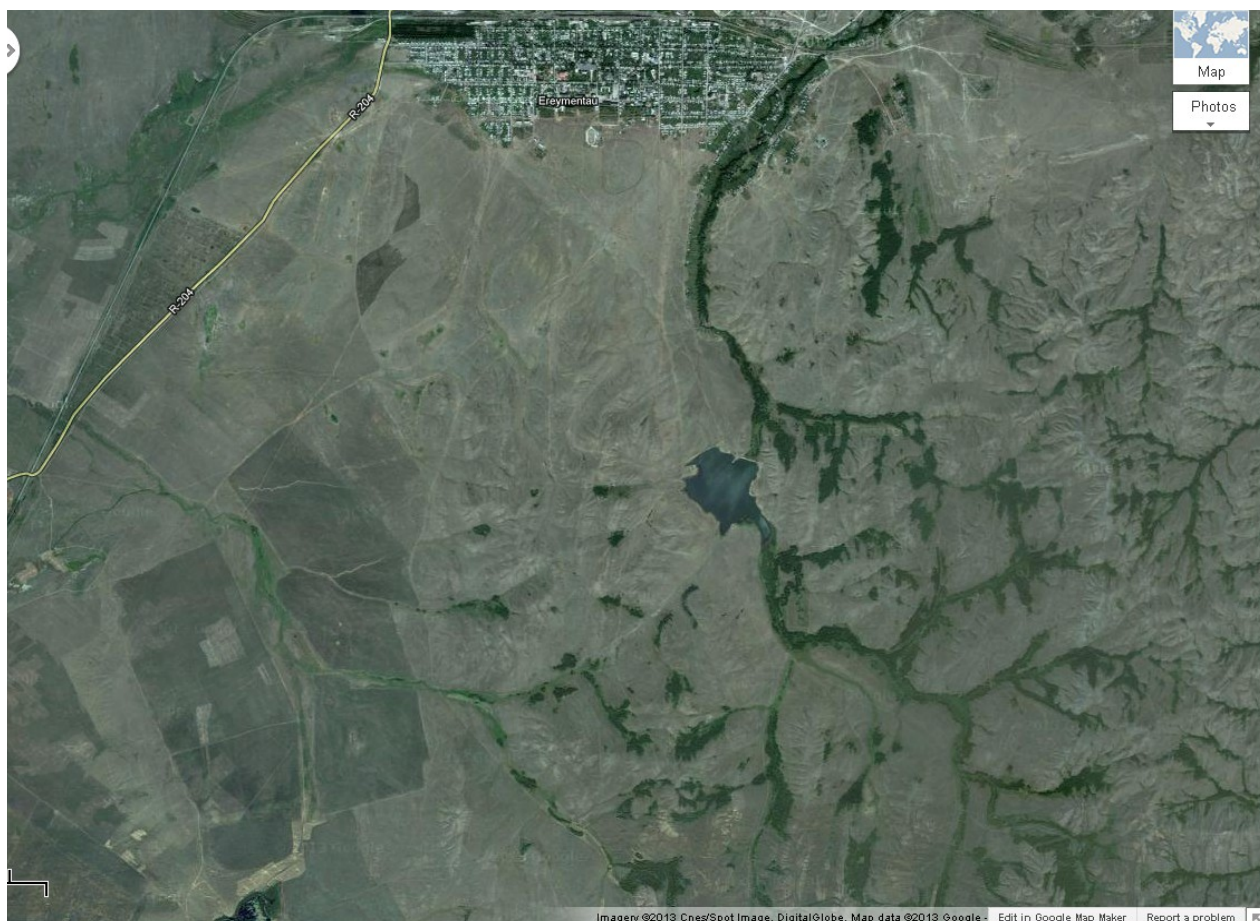


Рисунок Г.2. – Особенности ландшафта площадки предполагаемого строительства ВЭС в районе г.Ерейментау [20]



Рисунок Г.3. – Топографические особенности площадки предполагаемого строительства ВЭС в районе п.Боровской [25]

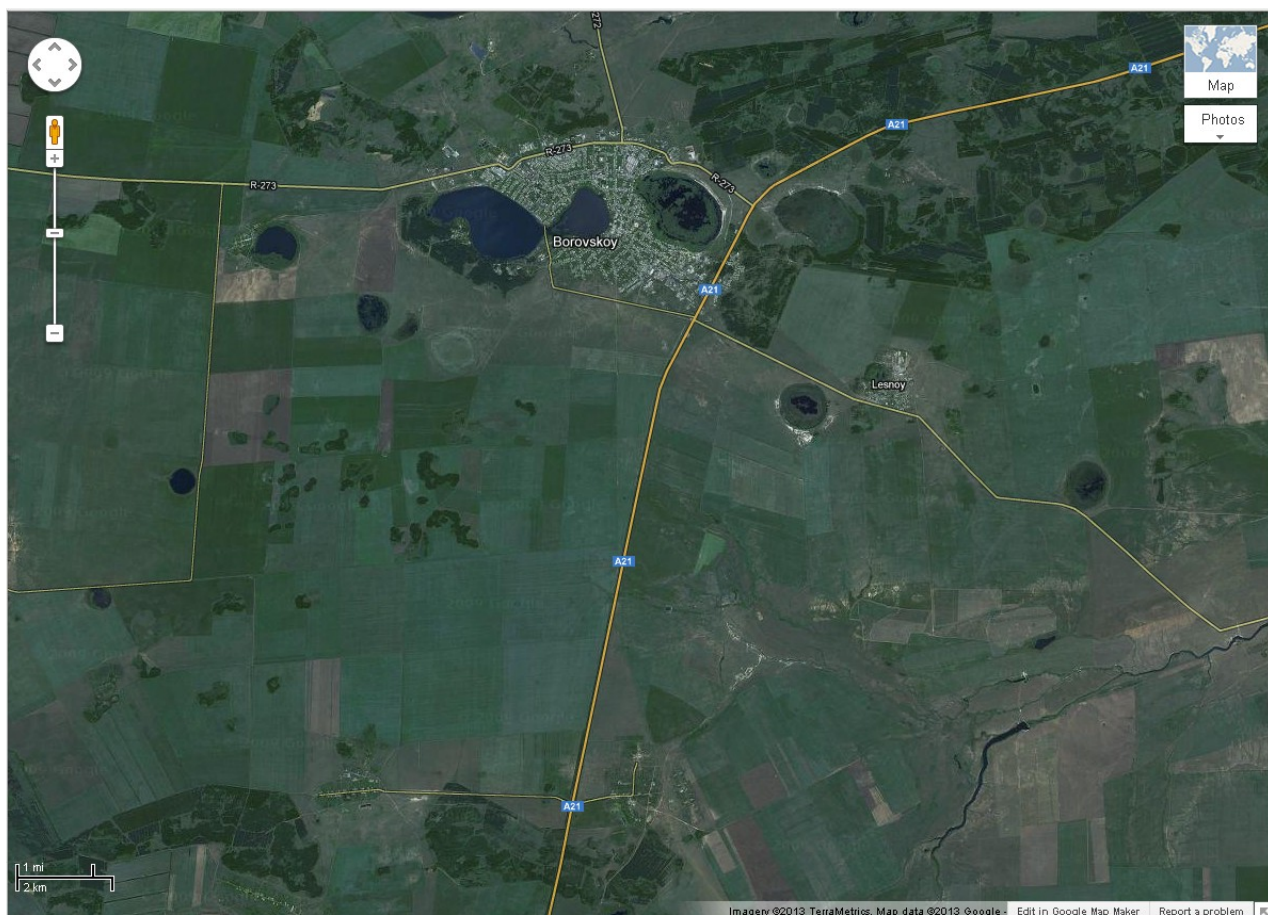


Рисунок Г.4. – Особенности ландшафта площадки предполагаемого строительства ВЭС в районе п.Боровской [20]

Результаты проведения тестирования на корректность данных, выдаваемая компьютером информация

Д.1. Результаты проведения тестирования на корректность данных собранных в районе г.Ерейментау, выдаваемая компьютером информация

Данные периодов временного ряда отсутствуют. Они между (включительно):

Начало	Конец
2006-10-08 17:30:00	2006-10-08 18:30:00
2006-10-17 05:30:00	2006-10-17 11:00:00
2006-10-17 19:50:00	2006-10-18 12:10:00
2006-10-18 18:30:00	2006-10-19 07:40:00
2006-10-21 17:00:00	2006-10-27 15:10:00
2006-10-27 18:10:00	2006-11-30 13:30:00
2006-12-13 06:00:00	2006-12-15 21:00:00
2006-12-24 14:20:00	2007-01-21 15:00:00
2007-02-01 01:00:00	2007-02-01 16:40:00
2007-02-02 03:00:00	2007-02-16 15:00:00
2007-02-16 15:40:00	2007-02-16 16:50:00
2007-03-04 18:30:00	2007-03-05 10:20:00
2007-03-27 02:30:00	2007-03-29 12:50:00
2007-04-07 22:50:00	2007-04-08 09:00:00
2007-05-02 14:10:00	2007-05-02 14:30:00
2007-07-16 20:30:00	2007-07-16 20:50:00
2007-08-05 02:20:00	2007-08-05 05:10:00
2007-08-06 05:00:00	2007-08-06 05:00:00

0 отсеченных значений скорости были найдены.

0 отсеченных значений направления были найдены.

0 неправильных температурных значений были найдены.

84 возможных условия залипания были найдены.

Возможное условие залипания флюгера на уровне d27Avg.

99.8% % данных пошли тестирование гарантии корректности данных (отсутствующие данные периодов временного ряда не учитывались).

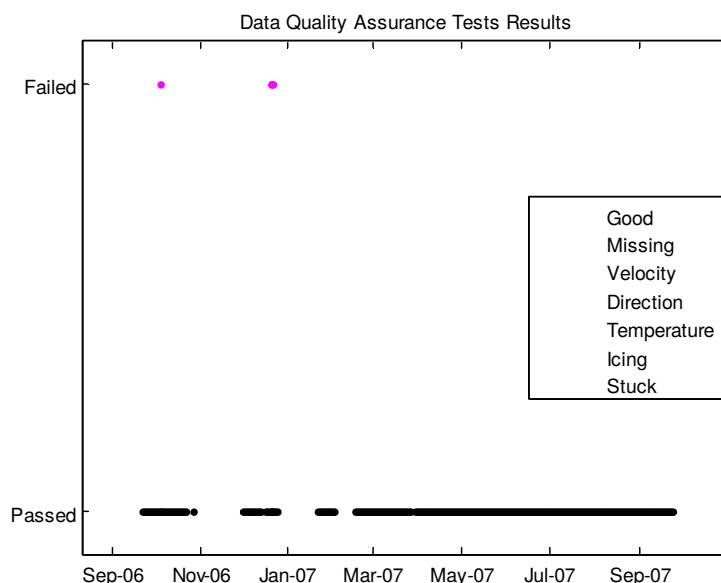


Рисунок Д.2. – Визуализация результатов проведенного тестирования на корректность данных собранных в районе г.Ерейментау

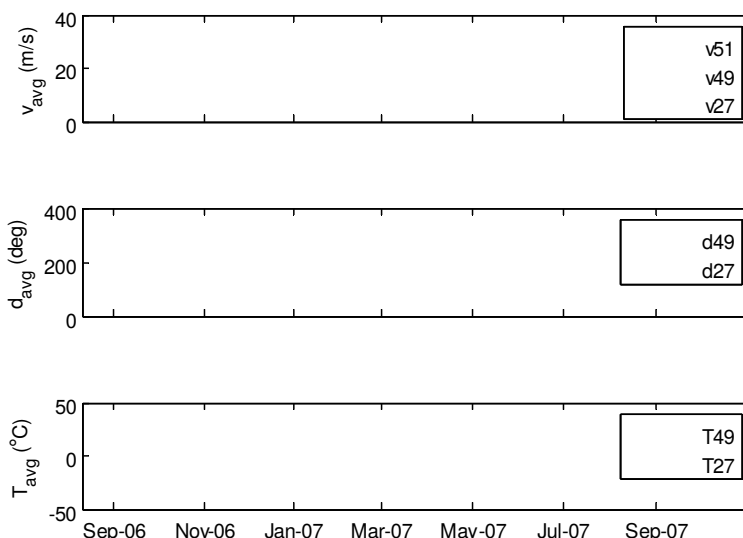


Рисунок Д.3. – Визуализация откорректированных качественных данных собранных в районе г.Ерейментау, готовых к дальнейшему анализу

Д.4. Результаты проведения тестирования на корректность данных собранных в районе п.Боровской, выдаваемая компьютером информация

Времена журнала отсутствуют. Они между (включительно) :

Начало	Конец
2009-11-15 12:50:00	2009-11-15 13:00:00
2009-12-17 18:00:00	2009-12-17 18:50:00
2009-12-18 17:50:00	2009-12-18 18:20:00
2010-01-12 17:00:00	2010-01-12 17:20:00
2010-03-07 20:10:00	2010-03-07 20:20:00
2010-03-11 21:30:00	2010-03-11 21:40:00
2010-05-02 00:00:00	2010-05-02 00:00:00
2010-07-06 00:10:00	2010-07-06 00:30:00
2010-09-02 06:40:00	2010-09-02 06:50:00

6934 недостающих значений были найдены.

0 отсеченных значений скорости были найдены.

0 отсеченных значений направления были найдены.

0 неправильных температурных значений были найдены.

32 возможных условия залипания были найдены.

Возможное условие залипания флюгера на уровне d27Avg.

93.7 % данных пошли тестирование гарантии качества данных.

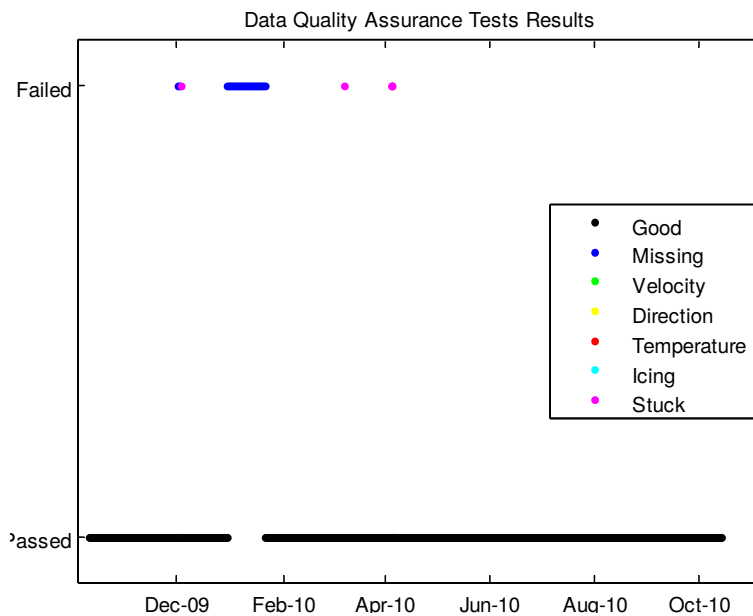


Рисунок Д.5. – Визуализация результатов проведенного тестирования на корректность данных собранных в районе п.Боровской

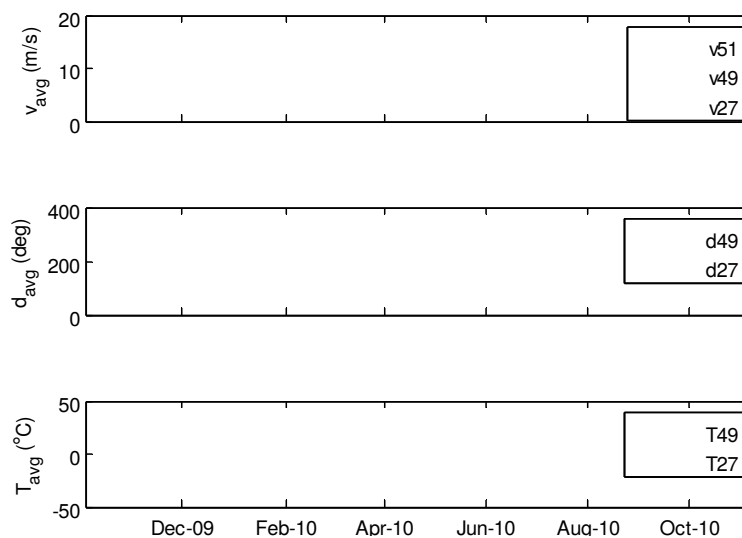


Рисунок Д.6. – Визуализация откорректированных качественных данных собранных в районе п.Боровской, готовых к дальнейшему анализу

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1. – Классификация моделей ВЭУ ведущих мировых производителей [29,30,31,32,33,36,37,38,39,40,41,42,43,44,45,46,47,48, 49], по применяемой ими концепции и регулированию мощности и частоты вращения [27]

Изготовитель, модель ВЭУ	Концепция / Характеристики регулирования мощности и частоты вращения	Комментарии (тип привода, тип генератора, класс ветра и др.)
1	2	3
Vestas , Дания: V164, 8.0 МВт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG Тип конвертера: полнофункциональный Диапазон скоростей ротора: 4.8 - 12.1 об/мин Номинальное напряжение: 33 - 35 и 66 кВ Класс ветра: IEC S Интенсивность турбулентности: IEC B
V112, 3.0 МВт ONSHORE	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG Диапазон скоростей ротора: 6,2 - 17,7 об./мин. Класс ветра: IEC ПА и IEC ПИА
V90, 3.0 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Диапазон скоростей ротора: 8,6 - 18,4 об/мин Класс ветра: IEC IA и IEC ПА
V100, 2.6 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Диапазон скоростей ротора: 6.72 - 13.37 об/мин Класс ветра: IEC ПБ
V80, 2.0 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Диапазон скоростей ротора: 10.8 - 19.1 об/мин Класс ветра: IEC IA и ПА
V90-2.0 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Диапазон скоростей ротора: 9.3 - 16.6 об/мин Класс ветра: IEC ПИА
V90-1.8 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Диапазон скоростей ротора: 9.6 - 17.0 об/мин Класс ветра: IEC ПА
V100, 1.8/2.0 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Диапазон скоростей ротора: 9.3-16.6 об/мин (IEC S) 9.6-17.0 об/мин (IEC ПБ) Класс ветра: IEC S (IEC ПИА средний ветер / IEC ПА экстремальный ветер)
V80-2.0 МВт GridStreamer™	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG Номинальная скорость ротора: 16.7 об/мин Класс ветра: IEC IA
V90-1.8/2.0 МВт GridStreamer™	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG Номинальная скорость ротора: 14.9 об/мин Класс ветра: IEC ПА (V90-1.8 MW GridStreamer™) IEC ПИА (V90-2.0 MW GridStreamer™)
V100-1.8 МВт GridStreamer™	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG Номинальная скорость ротора: 14.9 об/мин Класс ветра: IEC S (IEC ПИА средний ветер / IEC ПА экстремальный ветер)

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3
V90-2.0 MBт GridStream TM (IEC IA)	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG Диапазон скоростей ротора: 9.6 - 16.1 об/мин Класс ветра: IEC IA
V100-2.0 MBт GridStream TM (IEC IIA)	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG Диапазон скоростей ротора: 8.8 - 14.9 об/мин Класс ветра: IEC IIA
Enercon, Германия: E-126, 7.58 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDSG (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 5 - 12.1 об/мин Класс ветра: IEC IA
E-101, 3.05 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDSG (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 4 – 14.5 об/мин Класс ветра: IEC IIA
E-92, 2.35 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDSG (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 5 - 16 об/мин Класс ветра: IEC IIA
E-82 E3, 3 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDSG (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 6 - 18 об/мин Класс ветра: IEC IA и IEC IIA
E-82 E2, 2.3 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDSG (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 6 - 18 об/мин Класс ветра: IEC IIA
E-82 E2, 2 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDSG (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 6 - 18 об/мин Класс ветра: IEC IIA
E-70, 2.3 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDSG (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 6 – 21 об/мин Класс ветра: IEC IA и IEC IIA
Gamesa-Made, Испания: G136, 4.5 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG (многополюсный) Напряжение генератора: 690 В (AC) Диапазон скоростей генератора: 448 об/мин Класс ветра: IEC IIIA
G128, 4.5 MBт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	PMSG (многополюсный) Напряжение генератора: 690 В (AC) Диапазон скоростей генератора: 448 об/мин Класс ветра: IEC IIA
G114, 2 MBт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (AC) Диапазон скоростей ротора: - об/мин Класс ветра: IEC IIIA
G97, 2 MBт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (AC) Диапазон скоростей ротора: 9.6 - 17.8 об/мин Класс ветра: IEC IIA/IIIA
G90, 2 MBт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG

	частотой вращения	Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 19.0 об/мин Класс ветра: IEC IIА/IIIА
--	-------------------	--

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3
G87, 2 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 19.0 об/мин Класс ветра: IEC IА/ IIА
G80, 2 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 19.0 об/мин Класс ветра: IEC IА
GE Wind, США: 4.1-113, 4.1МВт OFFSHORE	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DDPM (прямого включения, многополюсный) Класс ветра: IEC IВ
2.5-103, 2.5 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG Класс ветра: IEC IIIА
2.5-100, 2.5 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG Класс ветра: IEC IIВ
2.75-103, 2.75 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG Класс ветра: IEC IIА
2.75-100, 2.75 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG Класс ветра: IEC IIВ IEC IIIs (8.0 м/с, интенсивность турб. В)
Nordex, Германия: N100/3300	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 660 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 16.1 об/мин Класс ветра: IEC IА (75,100м)
N117/3000	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 660 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 7.9 - 14.1 об/мин Класс ветра: IEC IIА (91,120м), IEC IIIА (141м)
N90/2500 2.5 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 660 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 10.3 - 18.1 об/мин Класс ветра: IEC IА
N100/2500 2.5 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 660 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.6 - 16.8 об/мин Класс ветра: IEC IIА
N117/2400 2.4 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 660 В (АС)

S77/1500, 1.5 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	Диапазон скоростей ротора: 7.5 - 13.2 об/мин Класс ветра: IEC IIIA DFIG Напряжение генератора: 690 +/- 10% В (AC) Диапазон скоростей ротора: 10.3 - 18.1 об/мин Класс ветра: IEC IA
S82/1500, 1.5 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 +/- 10% В (AC) Диапазон скоростей ротора: 10.3 - 18.1 об/мин Класс ветра: IEC IA

Продолжение таблицы E.1

1	2	3
REpower , Германия: 6М, 6.15 МВт Onshore	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 6.6 кВ (AC) Диапазон скоростей генератора: 750–1.170 об/мин Диапазон скоростей ротора: 7.7 - 12.1 об/мин (+15.0 %). Класс ветра: IEC IB / ПА
5М, 5.075 МВт Onshore	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG (6-ти полюсный) Напряжение генератора: 950 В (AC) Диапазон скоростей генератора: 750–1.170 об/мин Диапазон скоростей ротора: 7.7 - 12.1 об/мин (+15.0 %). Класс ветра: IEC IB / ПА
3.4М104, 3.4 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 950 В (AC) Диапазон скоростей генератора: 600–1.200 об/мин Диапазон скоростей ротора: 7.1 - 13.8 об/мин (+15.0 %). Класс ветра: IEC IB / ПА
3.2М114, 3.2 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 950 В (AC) Диапазон скоростей генератора: 600–1.200 об/мин Диапазон скоростей ротора: 6.7 - 12.1 об/мин (+15.0 %). Класс ветра: IEC IIIA
MM100, 2 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Напряжение генератора: 690 В (AC) Диапазон скоростей генератора: 720–1.440 об/мин Диапазон скоростей ротора: 7.8 - 13.89 об/мин (+12.5 %). Класс ветра: IEC S class (IEC IIIA annual wind, IEC IIA extreme wind)
MM92, 2.05 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Напряжение генератора: 690 В (AC) Диапазон скоростей генератора: 900–1.800 об/мин Диапазон скоростей ротора: 7.8 - 15.0 об/мин (+12.5 %). Класс ветра: IEC IIA
MM82, 2.05 МВт	<i>Tun C1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DFIG (4-х полюсный) Напряжение генератора: 690 В (AC) Диапазон скоростей генератора: 900–1.800 об/мин Диапазон скоростей ротора: 8.5 - 17.1 об/мин

		(+12.5 %). Класс ветра: IEC IA
Clipper , США C89, 2.5 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG (4 x 660 кВт) Напряжение генератора: 480 В (АС) Диапазон скоростей генератора: 1133 об/мин Диапазон скоростей ротора: 9.6 - 15.5 об/мин Класс ветра: IEC IA
C93, 2.5 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG (4 x 660 кВт) Напряжение генератора: 480 В (АС) Диапазон скоростей генератора: 1133 об/мин Диапазон скоростей ротора: 9.6 - 15.5 об/мин Класс ветра: IEC IIА
C96, 2.5 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG (4 x 660 кВт) Напряжение генератора: 480 В (АС) Диапазон скоростей генератора: 1133 об/мин Диапазон скоростей ротора: 9.6 - 15.5 об/мин Класс ветра: IEC IIВ

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3
C99, 2.5 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG (4 x 660 кВт) Напряжение генератора: 480 В (АС) Диапазон скоростей генератора: 1133 об/мин Диапазон скоростей ротора: 9.6 - 15.5 об/мин Класс ветра: IEC S
Siemens Wind Power A/S, Дания: SWT-6.0-154, 6 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DDPM (прямого включения, многополюсный) Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 5.0 – 11.0 об/мин Класс ветра: IEC S
SWT-3.6-120, 3.6 МВт	<i>Tun B1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	SCIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 5.0 - 13.0 об/мин Класс ветра: IEC IIА
SWT-3.6-107, 3.6 МВт	<i>Tun B1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	SCIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 5.0 - 13.0 об/мин Класс ветра: IEC IA
SWT-3.0-101, 3 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DDPM Класс ветра: IEC IA
SWT-2.3-113, 2.3 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DDPM Диапазон скоростей ротора: 6.0 - 13.0 об/мин Класс ветра: IEC IIIА
SWT-2 3-108, 2.3 MW	<i>Tun B1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	SCIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 6.0 - 16.0 об/мин Класс ветра: IEC IIIА
SWT-2 3-101, 2.3	<i>Tun B1 / pitch</i> с переменной	SCIG

МВт	частотой вращения	Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 6.0 - 16.0 об/мин Класс ветра: IEC IIА
SWT-2.3-93, 2.3 МВт	Tun B1 / pitch с переменной частотой вращения	SCIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 6.0 - 16.0 об/мин Класс ветра: IEC IА / IIА
SWT-2.3-82 VS, 2.3 МВт	Tun B1 / pitch с переменной частотой вращения	SCIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 6.0 - 18.0 об/мин Класс ветра: IEC IА
Suzlon , Индия: S88 Mk II, 2.25 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 12.0 - 18.0 об/мин Класс ветра: IEC IIА/IIВ
S95, 2.1 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Класс ветра: IEC IIА
S97, 2.1 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Класс ветра: IEC IIIА
S88, 2.1 МВт	Tun B1 / pitch с переменной частотой вращения	WFIG Класс ветра: IEC IIА

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3
S82, 1.5 МВт	Tun B1 / pitch с переменной частотой вращения	WFIG Класс ветра: IEC IIIА
VENSYS-Goldwind , Германия: VENSYS 100, 2.5 МВт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 6.5 - 14.5 об/мин Класс ветра: IEC IIIА
VENSYS 109, 2.5 МВт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 6.5 - 14.5 об/мин Класс ветра: IEC IIА
VENSYS 112, 2.5 МВт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 6.5 - 13.6 об/мин Класс ветра: IEC IIIА
VENSYS 70, 1.5 МВт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 19.0 об/мин Класс ветра: IEC IIА
VENSYS 77, 1.5 МВт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 17.3 об/мин Класс ветра: IEC IIА / IIIА

VENSYS 82, 1.5 МВт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 17.3 об/мин Класс ветра: IEC IIIA
Alstom Wind (Ecotecnia) , Испания: Haliade 150, 6 МВт	Tun D1 / pitch с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Напряжение генератора: 900 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 4 –11.5 об/мин Класс ветра: IEC IB
ECO 100, 3 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 1000 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 8.0 - 14.2 об/мин Класс ветра: IEC IA
ECO 110, 3 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 1000 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 7.7 - 13.6 об/мин Класс ветра: IEC IS - ПА
ECO 122, 2.7 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 1000 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 7.1 – 12.3 об/мин Класс ветра: IEC IIВ/IIIA
Mitsubishi , Япония: MWT 102/2.4, 2.4 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 16.9 об/мин Класс ветра: IEC ПА

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3
MWT 100/2.4, 2.4 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 16.9 об/мин Класс ветра: IEC ПА
MWT 95/2.4, 2.4 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 16.9 об/мин Класс ветра: IEC ПА
MWT 92/2.4, 2.4 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 16.9 об/мин Класс ветра: IEC ПА
MWT 92/2.3, 2.3 МВт	Tun C1 / pitch с переменной частотой вращения	DFIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Диапазон скоростей ротора: 9.0 - 16.9 об/мин Класс ветра: IEC IA
MWT 62/1.0, 1.0 МВт	Tun A1 / pitch control с постоянной частотой вращения	SCIG Напряжение генератора: 690 В (АС) Скорость ротора: 19.8 об/мин

		Класс ветра: IEC IIА
WinWinD , Финляндия: WWD-3 D-90, 3.0 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG Диапазон скоростей ротора: 5.0 - 18.0 об/мин Класс ветра: IEC IIА
WWD-3 D-100, 3.0 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG Диапазон скоростей ротора: 5.0 - 18.0 об/мин Класс ветра: IEC IIА
WWD-3 D-103, 3.0 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG Диапазон скоростей ротора: 5.0 - 18.0 об/мин Класс ветра: IEC IIIА
WWD-3 D-109, 3.0 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	PMSG Диапазон скоростей ротора: 5.0 - 18.0 об/мин Класс ветра: IEC IIIА
Lagerwey , Нидерланды: L100, 2.5 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 7 –15.6 об/мин Класс ветра: IEC IIА
L93, 2.5 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 7 –15.6 об/мин
L82, 2.0 МВт	<i>Tun D1 / pitch</i> с переменной частотой вращения	DDPM (многополюсный, прямого включения) Диапазон скоростей ротора: 7.5 –18.5 об/мин

Приложения

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Графики мощности для ВЭУ [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности. Построение графиков и расчеты (статистические функции СРЗНАЧ и СТАНДОТКЛОН.В, соответствуют μ и σ) произведены в программе Microsoft Excel

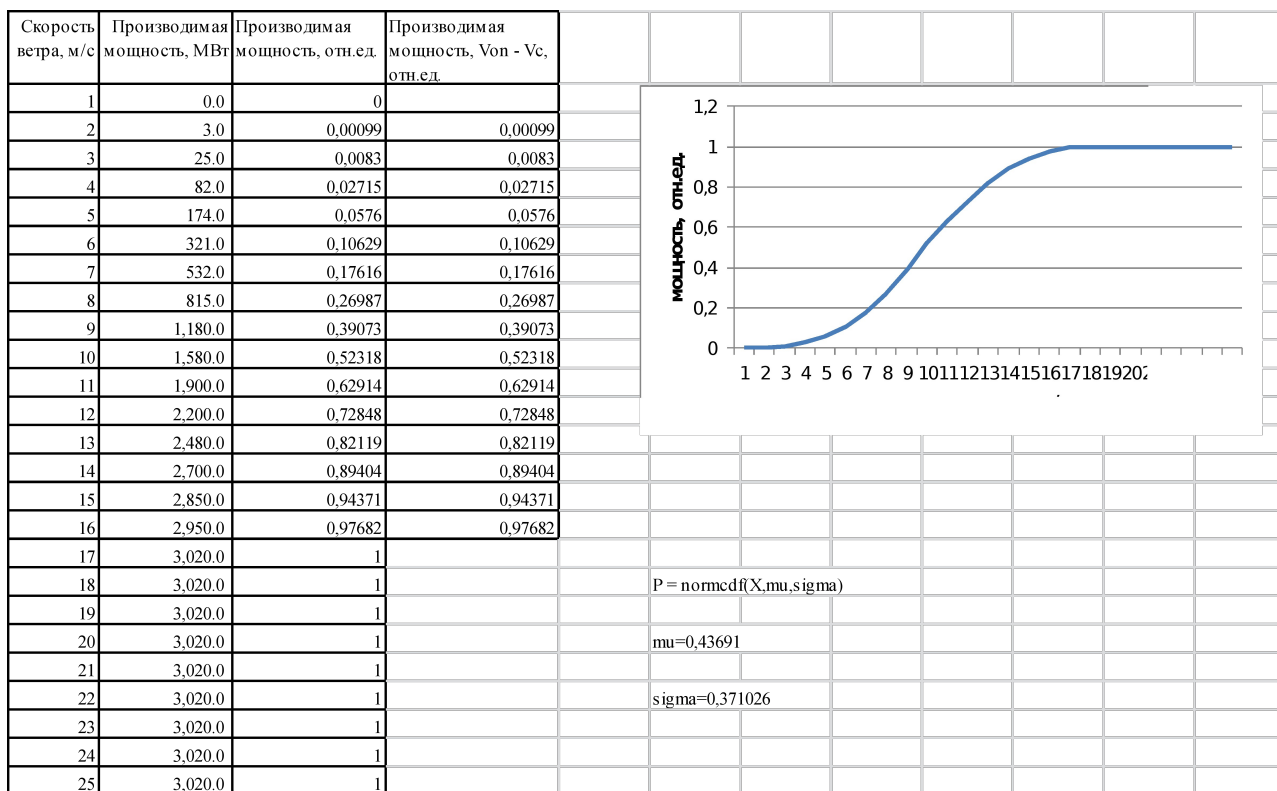


Рисунок Ж.1. – График мощности для ВЭУ Enercon E-82 E3 (3,02 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

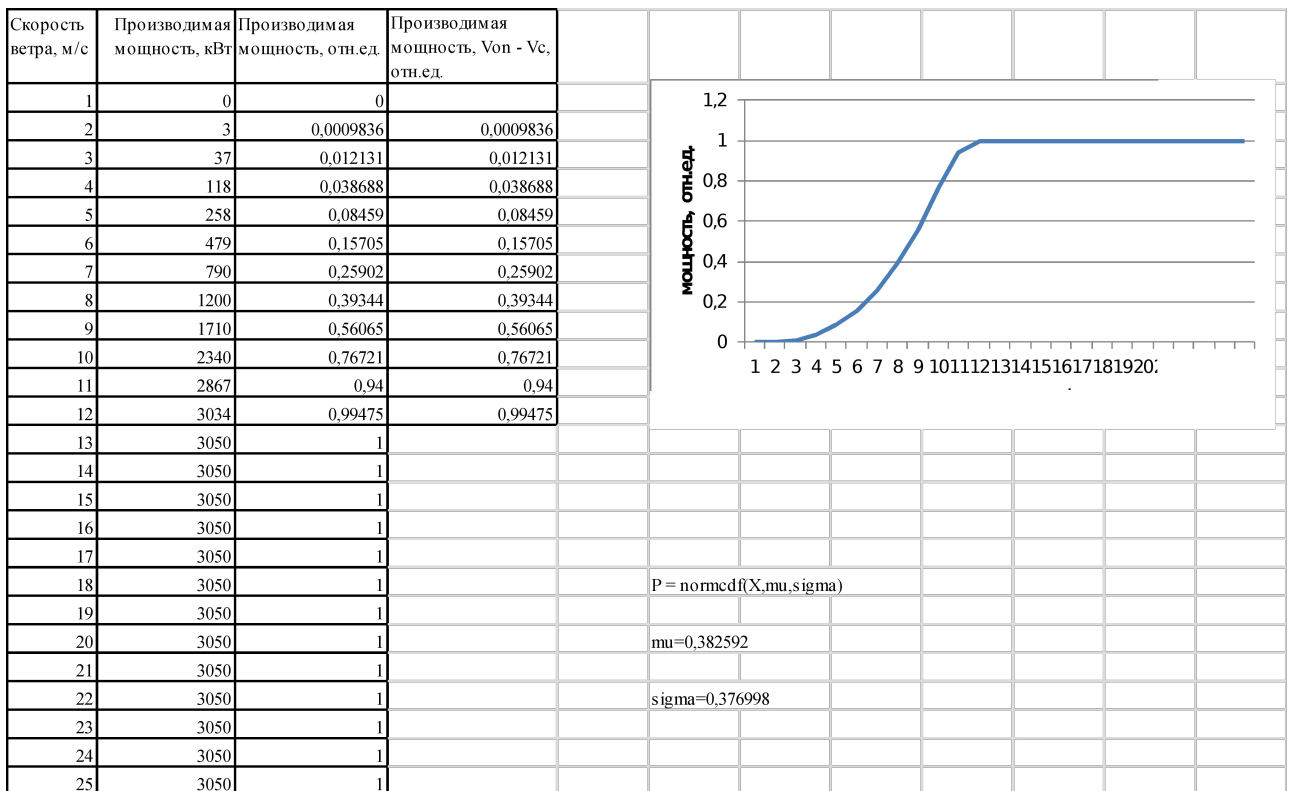


Рисунок Ж.2. – График мощности для ВЭУ Enercon E-101 (3,05 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

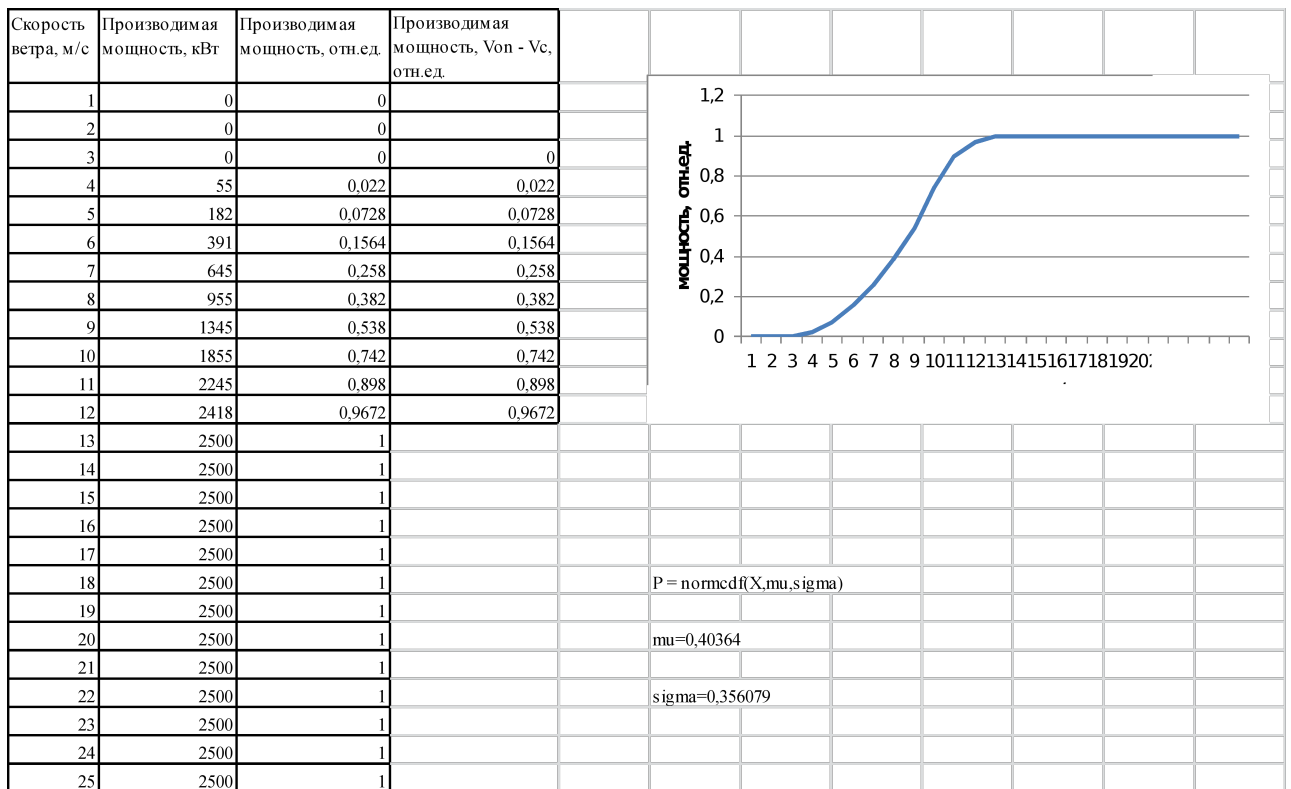


Рисунок Ж.3. – График мощности для ВЭУ GE 2.5-100 (2,5 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

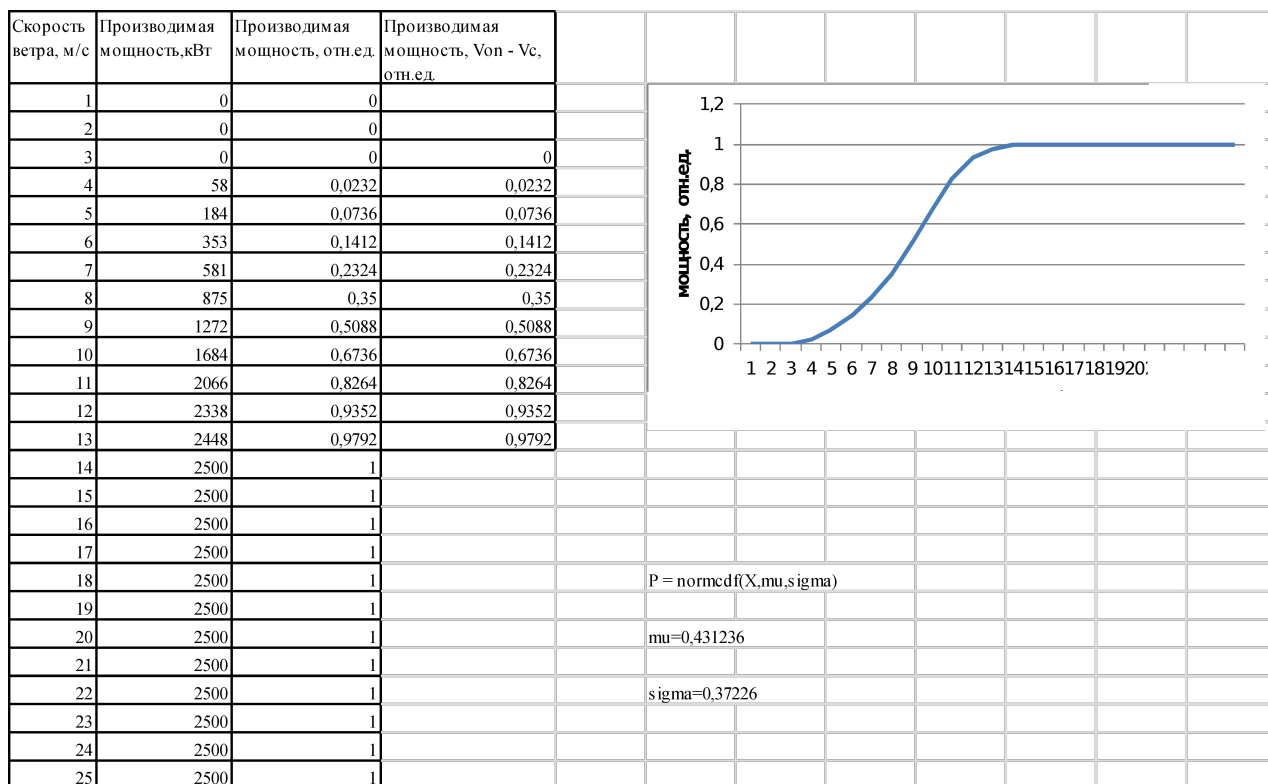


Рисунок Ж.4. – График мощности для ВЭУ Clipper Liberty C93 (2,5 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

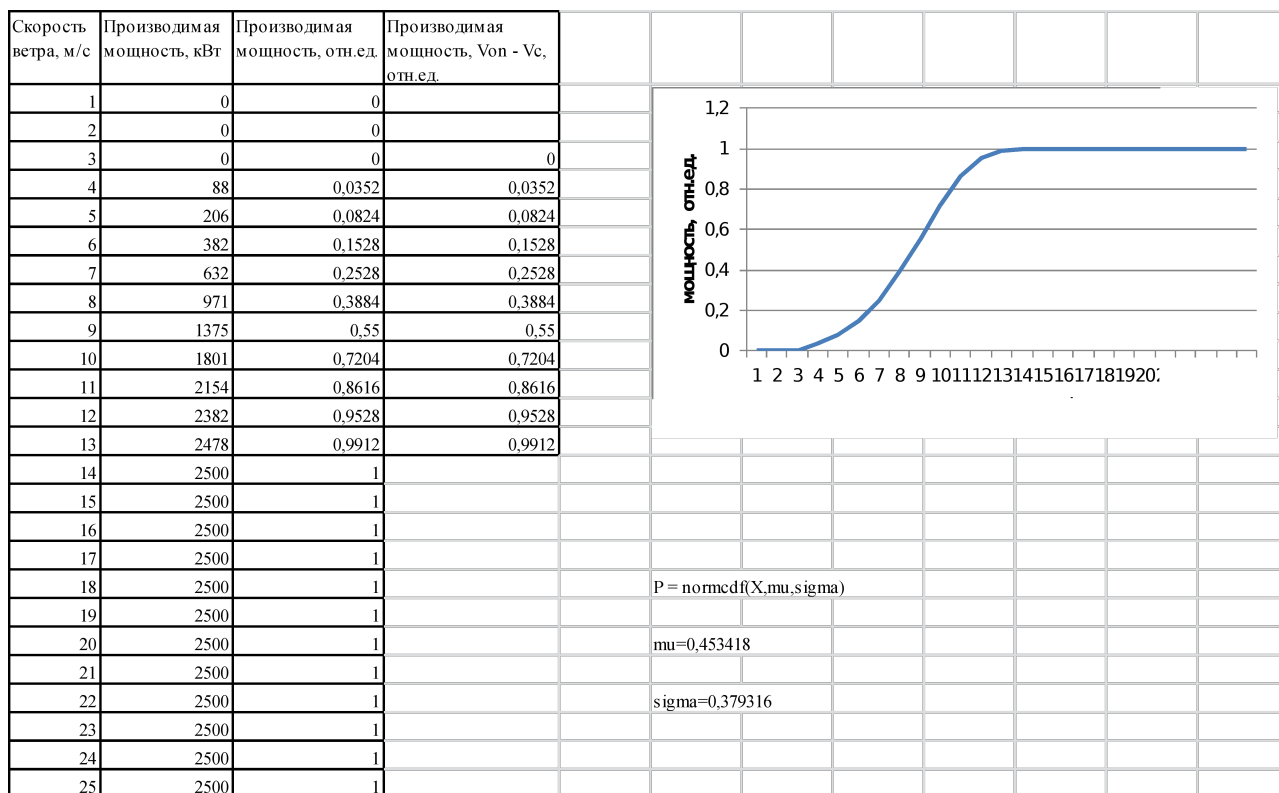


Рисунок Ж.5. – График мощности для ВЭУ Clipper Liberty C96 (2,5 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

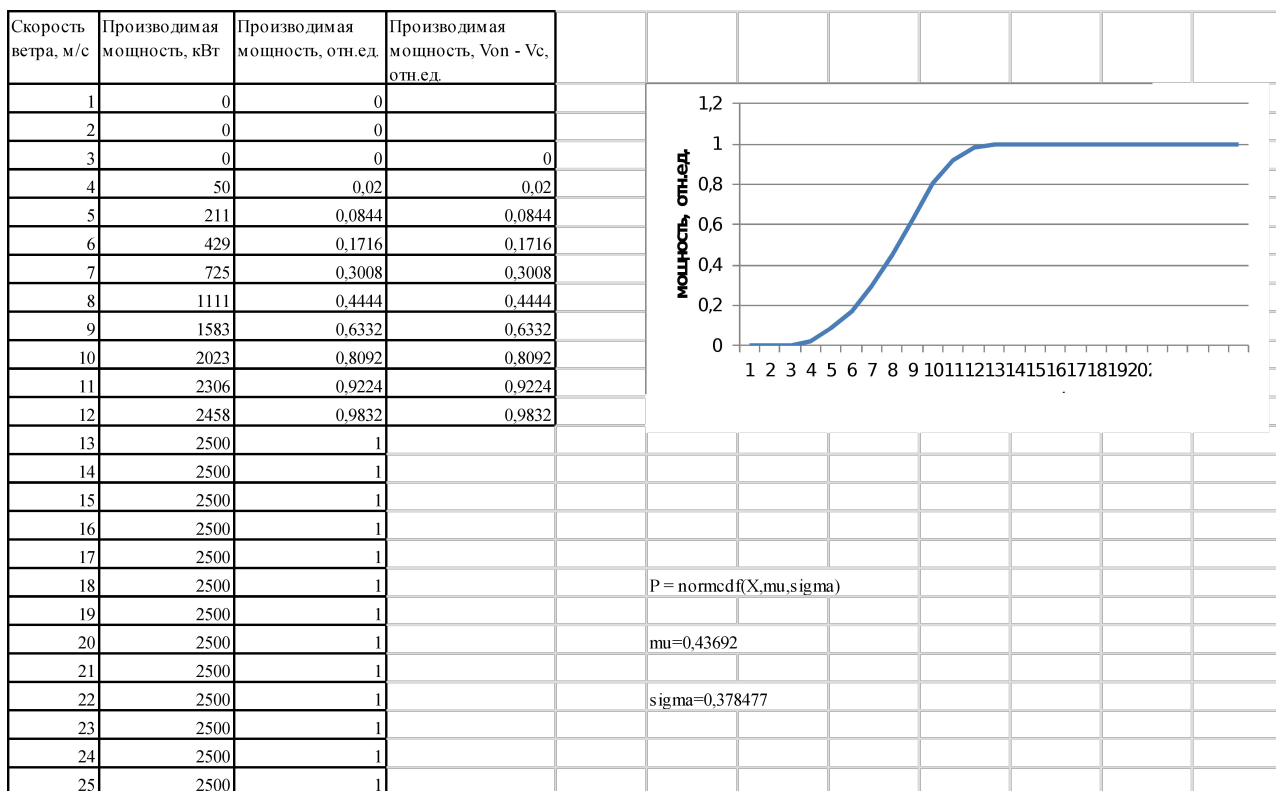


Рисунок Ж.6. – График мощности для ВЭУ Nordex N100-2500 (2,5 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

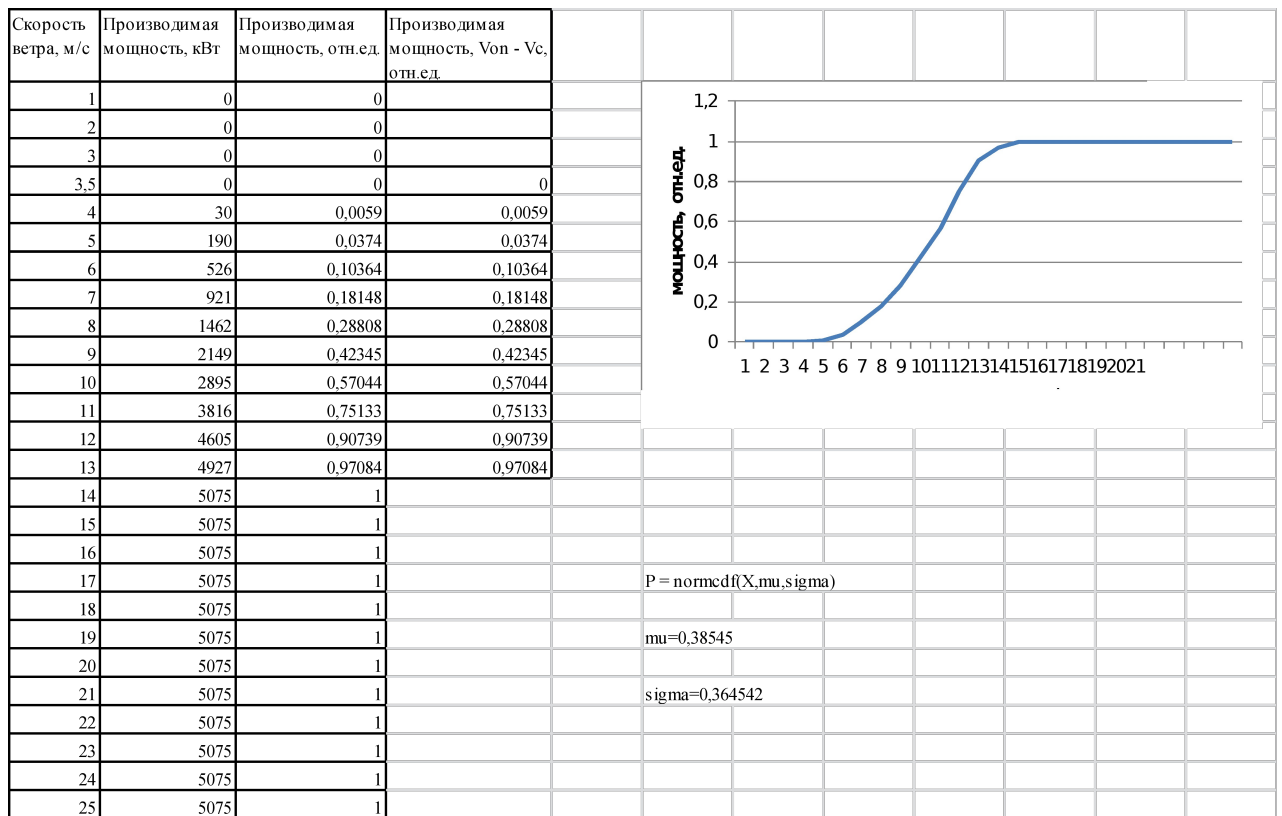


Рисунок Ж.7. – График мощности для ВЭУ REpower 5M, Onshore (5,075 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

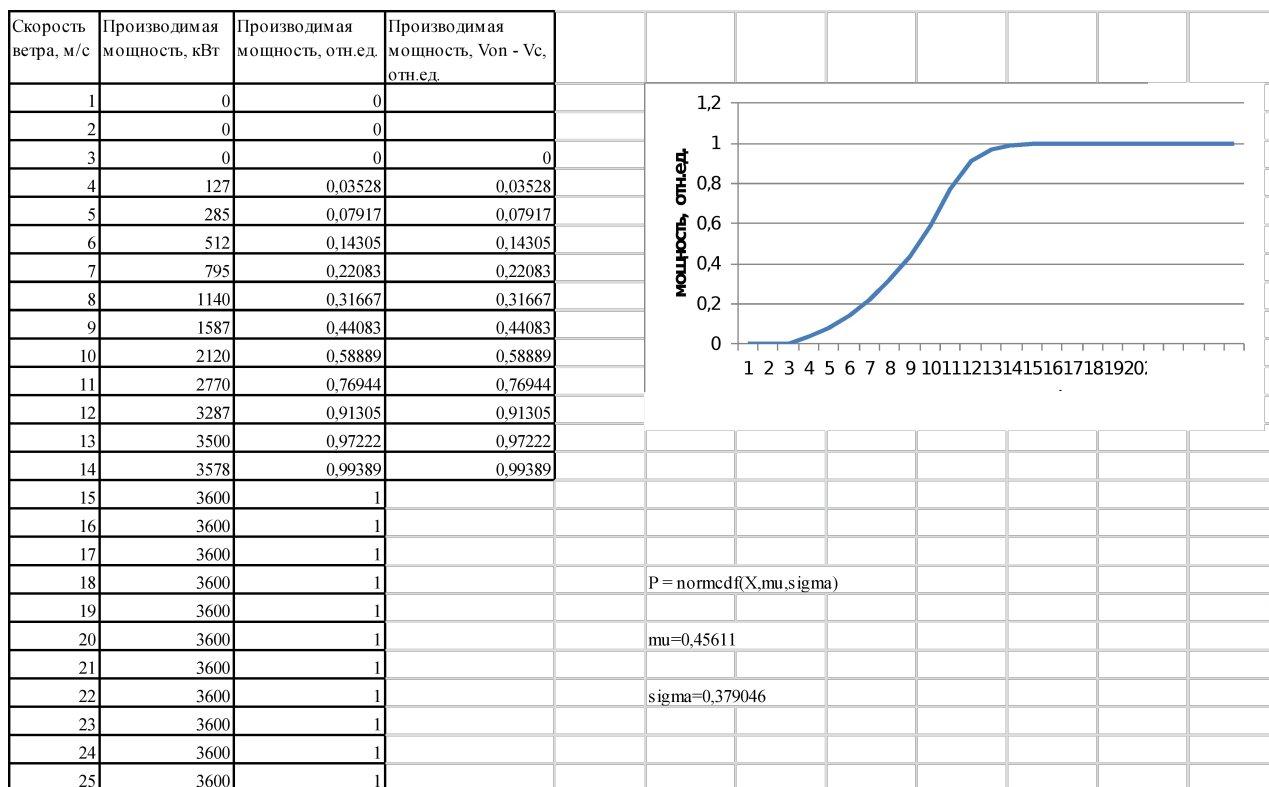


Рисунок Ж.8. – График мощности для ВЭУ Siemens SWT-3.6-120, (3,6 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

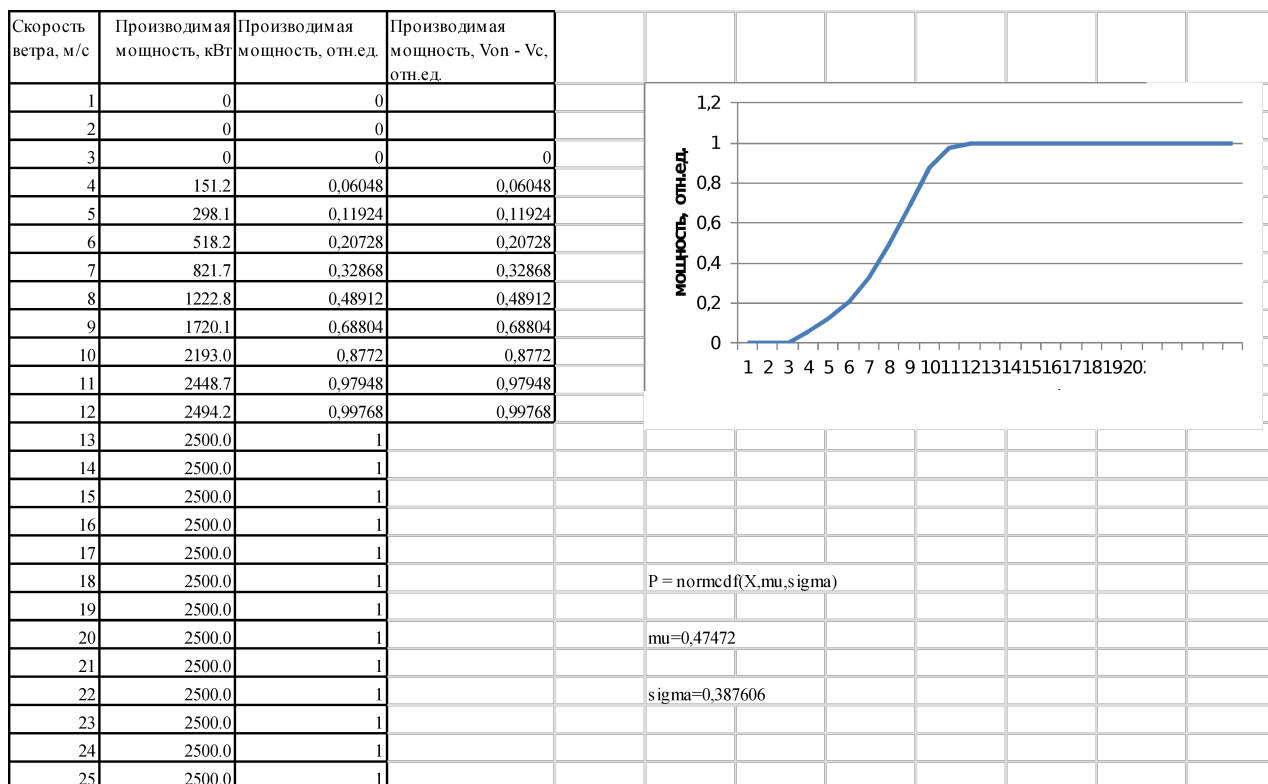


Рисунок Ж.9. – График мощности для ВЭУ VENSYS 109 (2,5 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

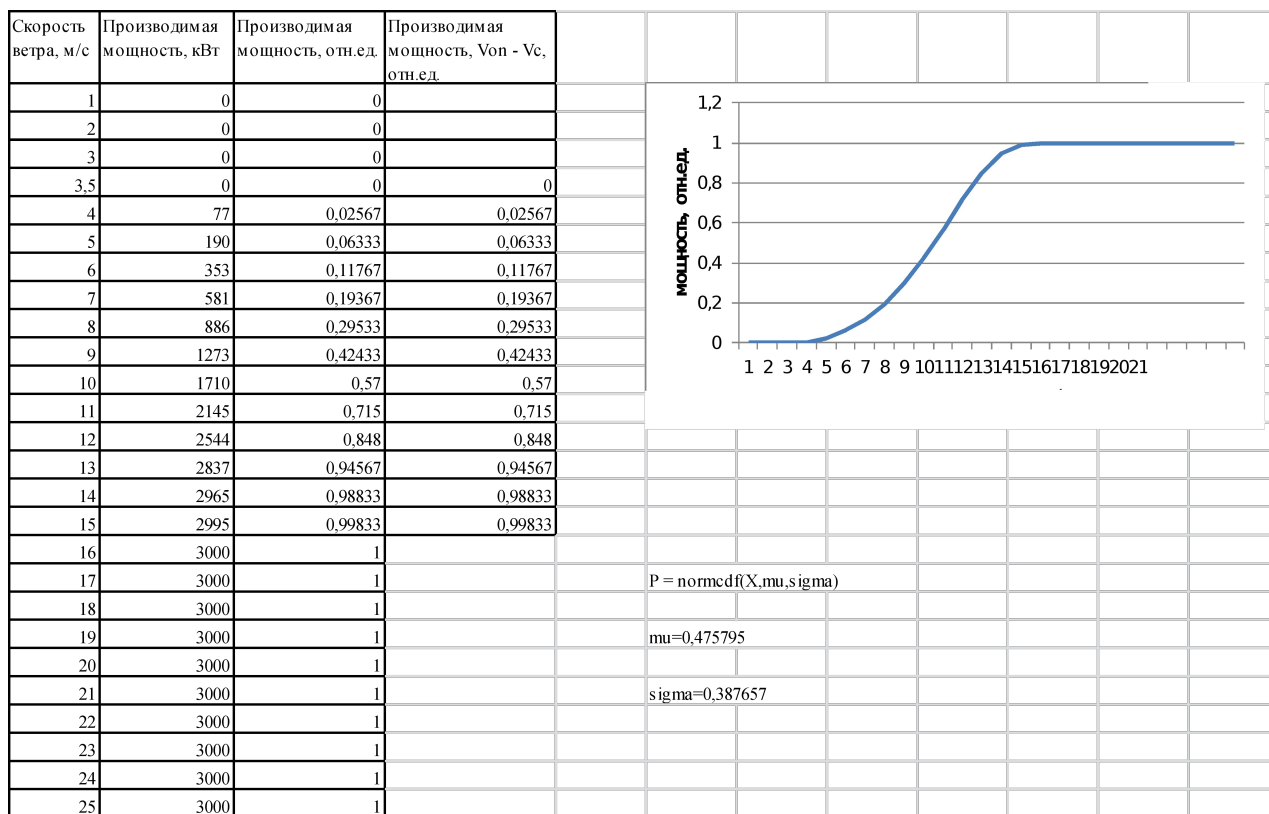


Рисунок Ж.10. – График мощности для ВЭУ Vestas V90 (3 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

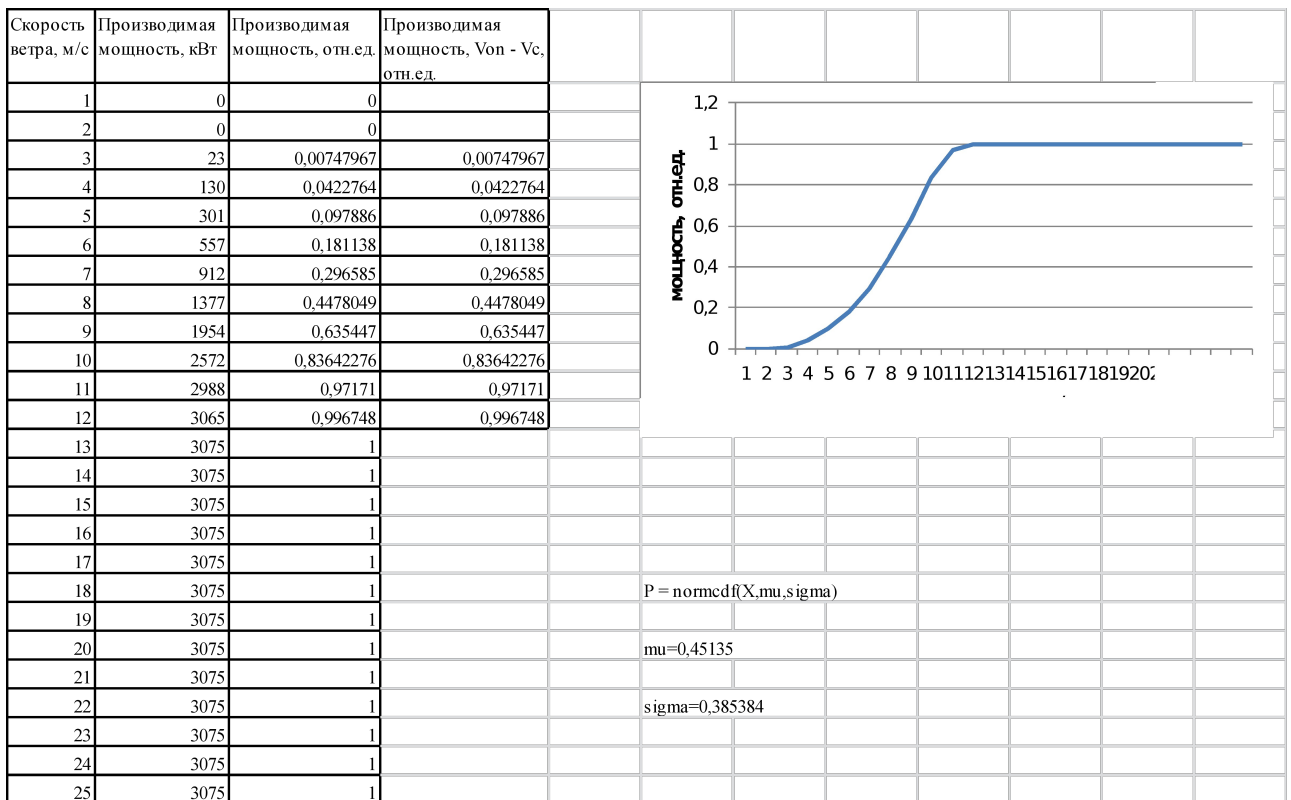


Рисунок Ж.11. – График мощности для ВЭУ Vestas V112 (3,075 МВт) [54,55] и рассчитанные параметры (μ и σ) функции распределения вероятностей нормального закона для участка $V_{on} - V_c$ графика мощности

Расчет краткосрочной, долгосрочной средней мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п. Ерейментау с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] и модифицированного программного модуля fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривых мощности ВЭУ (приложения В.4 – В.14)

И.1. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п. Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Enercon E-82 E3 (3 МВт) (приложение В.4)

```
Prated = 3020e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1215
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 40
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1192
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 39
```

И.2. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Enercon E-101 (3,05 МВт) (приложение В.5)

```
Prated = 3050e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
```

```

wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1512
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 50
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1469
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 48

```

И.3. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра г.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ GE 2.5-100 (2,5 МВт) (приложение В.6)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1165
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 47
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));

```

```

Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1129
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 45

```

И.4. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Clipper Liberty C93 (2,5 МВт) (приложение В.7)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1074
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 43
disp(' ')

```

```

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1044
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 42

```

И.5. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Clipper Liberty C96 (2,5 МВт) (приложение В.8)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;

```

```

dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1037
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 41
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1006
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 40

```

И.6. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра г.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Nordex N100/2500 (2,5 МВт) (приложение В.9)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1118
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 45
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);

```

```

Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1080
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 43

```

И.7. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ REpower 5M Onshore (5,075 МВт) (приложение В.10)

```

Prated = 5075e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 5.1
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 2274
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 45
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 5.1
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 2223
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 44

```

И.8. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра г.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Siemens SWT-3.6-120 (3,6 МВт) (приложение В.11)

```

Prated = 3600e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.6
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1427
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 40
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.6
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1394
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 39

```

И.9. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра г.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ VENSYS 109 (2,5 МВт) (приложение В.12)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1060
>> disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 42
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;

```

```

b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1019
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 41

```

И.10. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра г.Ерейментау, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Vestas V90 (3 МВт) (приложение В.13)

```

Prated = 3000e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1083
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 36
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1061
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 35

```

И.11. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра г.Ерейментау, с помощью модифицированного программного

модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Vestas V112 (3,075 МВт) (приложение В.14)

```
Prated = 3075e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.1
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1350
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 44
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 8.16;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.1
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1302
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 42
```

Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] и модифицированного программного модуля fcnpowercurve.m [12] для моделирования кривых мощности ВЭУ (приложения В.4 – В.14)

К.1. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Enercon E-82 E3 (3 МВт) (приложение В.4)

```
Prated = 3020e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1086
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 36
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort
vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1126
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 37
```

К.2. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Enercon E-101 (3,05 МВт) (приложение В.5)

```
Prated = 3050e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
```

```

wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1318
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 43
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1387
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 45

```

К.3. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ GE 2.5-100 (2,5 МВт) (приложение В.6)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1000
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 40
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;

```

```

wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1057
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 42

```

К.4. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Clipper Liberty C93 (2,5 МВт) (приложение В.7)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 922
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 37
disp(' ')

```

```
clear Prated Pavgshort dx CFshort
```

```

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 976
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 39

```

К.5. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Clipper Liberty C96 (2,5 МВт) (приложение В.8)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 879
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 35
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 937
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 37

```

К.6. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Nordex N100/2500 (2,5 МВт) (приложение В.9)

```

Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 944
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 38
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort

```

```

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1007
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 40

```

К.7. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ REpower 5M Onshore (5,075 МВт) (приложение В.10)

```

Prated = 5075e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 5.1
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1996
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 39
disp(' ')

```

```
clear Prated Pavgshort dx CFshort
```

```

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 5.1
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 2080
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 41

```

К.8. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Siemens SWT-3.6-120 (3,6 МВт) (приложение В.11)

```
Prated = 3600e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.6
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1235
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 34
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.6
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1303
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 36
```

К.9. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ VENSYS 109 (2,5 МВт) (приложение В.12)

```
Prated = 2500e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 875
```

```

disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 35
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 2.5
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 945
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 38

```

K.10. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Vestas V90 (3 МВт) (приложение В.13)

```

Prated = 3000e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 944
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 31
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])

```

```

Assumed wind turbine rated power (MW): 3.0
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 986
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 33

```

К.11. Расчет краткосрочной, долгосрочной мощности и КИУМ, по данным скорости ветра п.Боровской, с помощью модифицированного программного модуля WindAssessmentDA.m [12] для модели ВЭУ Vestas V112 (3,075 МВт) (приложение В.14)

```

Prated = 3075e3;
wresults.short.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavgshort = sum(fcnpowercurve(wresults.vdist.vbins,Prated).* ...
wresults.vdist.vhub(:))*dx;
wresults.short.Pavgshort = Pavgshort;
CFshort = Pavgshort/Prated;
wresults.short.CFshort = CFshort;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.1
disp(['Short-term averaged power (kW): ' num2str(Pavgshort/1e3,'%3.0f')])
Short-term averaged power (kW): 1131
disp(['Short-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFshort*100,'%2.0f')])
Short-term Capacity Factor (%): 37
disp(' ')

clear Prated Pavgshort dx CFshort

vhublt = 7.714662;
wresults.long.vhublt = vhublt;
b = vhublt*sqrt(2/pi);
vbins = wresults.vdist.vbins;
vltpdf = raylpdf(vbins,b);
Prated = wresults.short.Prated;
wresults.long.Prated = Prated;
dx = mean(diff(wresults.vdist.vbins));
Pavglong = sum(fcnpowercurve(vbins,Prated).*vltpdf)*dx;
wresults.long.Pavglong = Pavglong;
CFlong = Pavglong/Prated;
wresults.long.CFlong = CFlong;
disp(['Assumed wind turbine rated power (MW): ' num2str(Prated/1e6,'%3.1f')])
Assumed wind turbine rated power (MW): 3.1
disp(['Long-term averaged power (kW): ' num2str(Pavglong/1e3,'%3.0f')])
Long-term averaged power (kW): 1212
disp(['Long-term Capacity Factor (%): ' num2str(CFlong*100,'%2.0f')])
Long-term Capacity Factor (%): 39

```