ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 54418.12.2— 2013

Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика

УСТАНОВКИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ

Часть 12-2

Измерение показателей мощности ветроэнергетической установки с использованием анемометра, установленного на гондоле

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2015

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (ОАО «НИИЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 330 «Процессы, оборудование и энергетические системы на основе возобновляемых источников энергии»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 сентября 2013 г. № 1053-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (gost.ru)

© Стандартинформ, 2015

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . 2
3 Термины и определения . . . 2
4 Обозначения и сокращения . . . 4
5 Описание метода испытаний . . . 7
6 Подготовка к проверке рабочих характеристик . . . 9
7 Испытательное оборудование . . . 11
8 Методика измерений . . . 14
9 Результаты и выводы . . . 17
10 Формат отчетности . . . 19
Приложение А (справочное) Крепление оборудования на гондоле . . . 27
Приложение Б (обязательное) Процедура определения сектора измерений . . . 28
Приложение В (обязательное) Процедура оценки передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле (*NTF*) . . . 32
Приложение Г (обязательное) Процедура измерения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле (*NTF*) . . . 33
Приложение Д (обязательное) Оценка погрешности измерений . . . 38
Приложение Е (обязательное) Теоретическая основа определения погрешностей измерений методом бинов . . . 41
Приложение Ж (обязательное) Оценки и расчет погрешности *NTF/NPC* . . . 48
Приложение И (обязательное) Допустимые типы анемометров . . . 61
Приложение К (справочное) Результаты и анализ погрешности . . . 63
Приложение Л (справочное) Пример расчета погрешности *NTF/NPC* для нескольких ветроэнергетических установок . . . 67
Приложение М (справочное) Организация испытаний, безопасность и передача информации . . . 76

Введение

Настоящий стандарт разработан с учетом положений проекта международного стандарта МЭК 61400-12-2 Ed. 1.0 «Установки ветроэнергетические. Измерение показателей мощности ветроэнергетической установки с использованием анемометра, установленного на гондоле» (IEC 61400-12-2 Ed.1.0 «Power performance of electricity producing — Wind turbines based on nacelle anemometry»).

Назначение настоящего стандарта в создании единого метода измерений, анализа и отчетности показателей мощности отдельных ветроэнергетических установок, вырабатывающих электроэнергию с использованием установленных на гондоле анемометров. Настоящий стандарт предназначен только для ветроэнергетических установок с горизонтальной осью вращения такого размера, чтобы установленный на гондоле анемометр не оказывал сильного воздействия на рабочие характеристики ветроэнергетической установки. Целью настоящего стандарта является предоставление методов измерения показателей для тех случаев, когда требования стандарта ГОСТ Р 54418.12.1 невыполнимы. Эти методы гарантируют максимально достоверные, точные и воспроизводимые результаты, полученные при помощи современной измерительной аппаратуры и методик измерений.

Методика, описанная в настоящем стандарте, рассматривает определение рабочих характеристик мощности на основе кривой измеренной мощности и оценочного годового производства электроэнергии с использованием установленных на гондоле анемометров. В этой методике анемометр располагается на гондоле испытательной ветроэнергетической установки или в непосредственной близости от нее. В этой точке анемометр измеряет скорость ветра, на значение которой оказывает сильное влияние ротор испытательной ветроэнергетической установки. Методика включает в себя методы определения и наложения соответствующих поправок для такого воздействия. Следует отметить, что поправки увеличивают погрешность измерений по сравнению с испытанием, проводимым в надлежащей конфигурации в соответствии со стандартом ГОСТ Р 54418.12.1. Методика также представляет способы определения погрешности измерений, включая оценку источников погрешности, и рекомендации по их суммированию в погрешности для представляемой в отчете мощности и годовой выработки энергии.

Ключевым элементом при проверке характеристик мощности является измерение скорости ветра. Даже если анемометры тщательно откалиброваны в аэродинамической трубе, отклонения в величине и направлении ветра может привести к тому, что разные анемометры будут работать по разному в полевых условиях. Кроме того, режимы потока вблизи гондолы ветроэнергетической установки сложны и изменчивы. Поэтому особое внимание следует обратить на выбор и установку анемометра.

Настоящий стандарт также разработан для тех, кто участвует в проектировании, производстве, монтаже, выдаче разрешений, обслуживании, эксплуатации и настройках ветроэнергетической установки.

Термины и определения элементов конструкции ветроэнергетических установок даны в соответствии с ГОСТ Р 51237.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Возобновляемая энергетика.
Ветроэнергетика

УСТАНОВКИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ

Часть 12-2

Измерение показателей мощности ветроэнергетической установки с использованием анемометра, установленного на гондоле

Renewable power engineering. Wind power engineering. Wind turbines. Part 12-2. Measurement of power performance of electricity producing wind turbine based on nacelle anemometer

Дата введения — 2015—07—01

1 Область применения

Настоящий стандарт описывает метод измерения рабочей мощности одной ветроэнергетической установки (ВЭУ) с горизонтальной осью вращения. Стандарт следует применять в случаях, когда требования стандарта ГОСТ Р 54418.12.1 не могут быть выполнены. Метод можно использовать для оценки рабочих характеристик конкретных ветроэнергетических установок в конкретных местах, но в равной степени метод можно использовать и при обобщающих сравнениях между ветроэнергетическими установками различных моделей или при различных настройках ветроэнергетических установок.

На рабочие характеристики мощности, определяемые на основе кривой измеренной мощности и оценки годового производства электроэнергии (AEP) с использованием установленных на гондоле анемометров, будет оказывать влияние ротор ветроэнергетической установки. Скорость ветра, измеренная при помощи установленного на гондоле анемометра, должна быть откорректирована в связи с искажением потока. В ГОСТ Р 54418.12.1 анемометр располагается на метеорологической вышке, которая устанавливается на расстоянии от ветроэнергетической установки, в 2–4 раза превышающем диаметр ротора ветроэнергетической установки, против ветра от испытуемой ветроэнергетической установки. Такое расположение позволяет проводить прямые измерения «свободного» ветрового потока с минимальными помехами от ротора испытательной ветроэнергетической установки. В методике, описываемой в настоящем стандарте, анемометр располагается на гондоле испытательной ветроэнергетической установки или в непосредственной близости от нее. В этой точке анемометр измеряет скорость ветра, на значение которой сильное влияние оказывает ротор и гондола испытательной ветроэнергетической установки.

В настоящем стандарте кривая измеренной мощности и оценка годового производства электроэнергии (AEP) определяется на основе данных измерения скорости ветра анемометром, расположенным на гондоле, и вырабатываемой мощности в течение продолжительного периода времени, достаточного для образования статистически значимой базы данных по диапазону скоростей ветра и в условиях изменения ветра и параметров атмосферы. Для точного построения кривой мощности скорость ветра, измеренная на гондоле, корректируется при помощи передаточной функции для оценки скорости свободного ветрового потока. Процедура измерения и проверки этой переходной функции представлена в настоящем стандарте. Годовое производство энергии рассчитывается путем наложения замеренной кривой мощности на эталонные частоты распределения скорости ветра в предположении 100 %-ной эксплуатации ветроэнергетической установки. В стандарте также приводится руководство по определению погрешности измерений, включая оценку источников погрешности и рекомендации по их объединению в погрешности для представляемой в отчете мощности и годовой выработки энергии.

Издание официальное

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

ГОСТ Р 54418.12.1—2011 (МЭК 61400-12-1:2005) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 12-1. Измерение мощности, вырабатываемой ветроэлектрическими установками.

ГОСТ Р 54418.12.3—2012 Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 12.3. Методы испытаний для определения количества электроэнергии, вырабатываемой ветроэлектростанциями.

ГОСТ Р 54418.21—2011 (МЭК 61400-21:2008) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 21. Измерение и оценка характеристик, связанных с качеством электрической энергии ветроэлектрических установок, подключенных к электрической сети.

ГОСТ IEC 60044-1—2013 Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **величина неровности:** Экстраполированная высота, при которой средняя скорость ветра становится нулевой, если подразумевается, что вертикальный профиль ветра отличается логарифмическим изменением по высоте.

3.2 **ВЭУ при постоянном подключении к сети:** Состояние ветроэнергетической установки при нормальном функционировании, исключая включение или отключение, но включая любое функционирование при скорости вращения ротора из диапазона рабочих режимов, когда ветроэнергетическая установка в течение короткого периода отключается от сети, например переключение генераторов, ступеней генератора, звезды-треугольника и т. п.

3.3 **высота ступицы (ветроэнергетической установки):** Высота центра ометаемой площади ротора ветроэнергетической установки над поверхностью земли.

3.4 **годовое производство электроэнергии (AEP):** Полный объем произведенной ВЭУ электрической энергии в течение одного года, определенной на основе измеренной выходной мощности и различных базовых плотностей распределения скорости ветра на высоте оси ветроколеса в предположении 100 %-ной готовности ВЭУ.

3.5 **годовое производство электроэнергии — измеренное (AEP — измеренное):** Оценка полного производства электроэнергии ветроэнергетической установки в течение одного года путем наложения замеренной кривой мощности на различные эталонные плотности распределения скорости ветра на высоте ступицы в предположении 100 %-ной эксплуатации ВЭУ без экстраполяции на более высокие скорости ветра.

3.6 **годовое производство электроэнергии — экстраполированное (AEP — экстраполированное):** Оценка полного производства электроэнергии ветроэнергетической установки в течение одного года путем наложения замеренной кривой мощности на различные эталонные плотности распределения скорости ветра на высоте ступицы в предположении 100 %-ной эксплуатации ВЭУ с экстраполяцией на скорости ветра, приводящие к отключению ветроэнергетической установки.

3.7 **гондола:** Рама с приводным механизмом и другими элементами и с генератором ветроэнергетической установки с горизонтальной осью вращения.

3.8 **документация:** Любая информация относительно испытания, содержащаяся в файлах и/или данных, но необязательно представленная в итоговом отчете.

3.9 **искажение потока:** Изменение в потоке воздуха, вызываемое препятствиями, топографическими изменениями или другими ветровыми данными, которое в конечном итоге приводит к отклонению замеренной скорости ветра от скорости ветра в свободном потоке и к существенной погрешности.

3.10 **интенсивность турбулентности:** Отношение среднеквадратичной пульсации скорости ветра к средней скорости ветра, определенной из того же самого набора выборок измерений скорости ветра, которое берется за указанный период времени.

3.11 **испытательная площадка:** Территория для проведения измерений мощности, включающая место установки ВЭУ и окрестности.

3.12 **калибровка местности:** Процедура, потенциально снижающая влияние рельефа и препятствий путем корреляции (относительно направления ветра) скорости ветра, замеренной на опорной метеорологической вышке и скорости ветра, измеренной на гондоле ВЭУ.

3.13 **коэффициент мощности:** Отношение полезной электрической генерируемой мощности ВЭУ к мощности, образующейся в свободном потоке ветра по ометаемой площади ротора.

3.14 **коэффициент неровности (RIX_{10}):** Вычисляется как выраженное в процентах количество склонов в определенном месте в пределах сектора направлений, превышающее 10 %.

3.15 **кривая измеренной мощности:** Табличные и графические представления замеренной, исправленной и нормализованной полезной выработанной мощности ветроэнергетической установки в функции измеренной скорости ветра, при соответствии строго определенной методике измерений.

3.16 **кривая мощности, замеренная на гондоле** (*NPC*): Замеренные показатели мощности ветроэнергетической установки, выраженные как полезная активная электрическая выходная мощность в виде функции скорости свободного ветрового потока.

Примечание — Для *NPC* скорость свободного ветрового потока напрямую не измеряется, а измеряется лишь скорость ветра на гондоле, и затем накладывается передаточная функция скорости ветра на гондоле для достижения скорости свободного ветрового потока.

3.17 **метод бин:** Способ уменьшения числа измеренных данных на основе группировки измеренных значений некоторого параметра в интервалах скоростей ветра (бинах).

Примечание — Для каждого бина рассчитывается среднее значение, записывается число наборов данных и их сумма, и рассчитывается среднее значение параметра внутри каждого бина.

3.18 **набор данных:** Совокупность данных, полученных выборкой в течение непрерывного периода.

3.19 **номинальная мощность:** Величина мощности, указываемая производителем при заданных рабочих условиях для устройства, прибора или оборудования.

3.20 **ометаемая площадь:** Площадь проекции поверхности, которую описывает ветроколесо за один полный оборот, на плоскость, перпендикулярную к направлению скорости ветра. Для качающихся ветроколес предполагается, что ветроколесо остается перпендикулярным низкооборотному валу. Для ВЭУ с вертикальной осью площадь вращения ветроколеса проецируется на вертикальную плоскость.

3.21 **отчет:** Любая информация относительно испытания, содержащаяся в итоговом документе.

3.22 **передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле** (*NTF*): Функция, выражающая скорость свободного ветрового потока в виде функции скорости ветра, замеренной на гондоле.

Примечание — Предполагается, что функция корректирует влияние ротора испытательной ВЭУ и искажение потока вокруг гондолы.

3.23 **период измерений:** Интервал времени, в течение которого для проверки величины вырабатываемой мощности собрана статистически достоверная база совокупных данных.

3.24 **погрешность измерения:** Параметр результата измерения, который характеризует рассеивание значений и которое достоверно может быть приписано измеряемой величине.

3.25 **показатель мощности:** Мера способности ветроэнергетической установки вырабатывать электрическую мощность.

3.26 **полезная активная электрическая мощность:** Мера электрической мощности, генерируемой ветроэнергетической установкой, которая поступает в электрическую силовую сеть.

3.27 **препятствия:** Предметы, которые блокируют ветер и создают искажение течения, например здания или деревья.

3.28 **работоспособность ветроэнергетической установки:** Отношение общего количества часов в определенном интервале времени, в течение которых ВЭУ может вырабатывать электроэнергию (включая количество часов, в течение которых ветроэнергетическая установка не функционирует по причине техобслуживания или неисправности), к общему количеству часов временного интервала, выраженное в процентах.

3.29 **сдвиг ветра:** Изменение скорости ветра в плоскости, перпендикулярной направлению ветра.

3.30 **сектор измерений:** Совокупность направлений ветра, по которым собираются данные для построения графика выходной мощности.

3.31 **скорость ветра, замеренная на гондоле:** Горизонтальная скорость ветра, замеренная на вершине или перед гондолой ВЭУ.

3.32 **скорость свободного ветрового потока:** Горизонтальная скорость ветра, замеренная против потока, идущего от ротора генератора ВЭУ, то есть на которую не влияет аэродинамика ротора.

3.33 **сложная местность:** Окружающая местность, которая имеет существенные изменения рельефа и препятствия на поверхности земли, которые могут вызывать искажение воздушного потока.

3.34 **стандартная погрешность:** Погрешность результата измерения, выраженная как среднее квадратичное отклонение.

3.35 **точность:** Близость совпадения результатов измерения и истинного значения измеряемой величины.

3.36 **угол наклона лопасти:** Угол между линией хорды в определенной радиальной точке лопасти (обычно 100 % от радиуса лопасти) и плоскостью вращения ротора.

3.37 **экстраполированная кривая мощности:** Кривая вырабатываемой мощности, достроенная в интервале скоростей ветра от наибольшей скорости ветра до скорости ветра отключения.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

A — площадь, ометаемая ветроколесом ветроэнергетической установки, м^2;

AEP — годовое производство электроэнергии, Вт·час;

AEP_m — замеренное годовое производство электроэнергии на ВЭУ m, Вт·час;

AEP_s — сумма годового производства электроэнергии, Вт·час;

B — барометрическое давление, Па;

B_{10min} — измеренное давление воздуха, осредненное за 10 минут, Па;

C_p — коэффициент мощности;

$C_{p,i}$ — коэффициент мощности в бине i;

c — коэффициент чувствительности по параметру (частная производная);

$c_{B,i}$ — коэффициент чувствительности давления воздуха в бине i, Вт/Па;

$c_{d,i}$ — коэффициент чувствительности системы сбора данных в бине i;

$c_{k,i}$ — коэффициент чувствительности компоненты k в бине i;

$c_{l,j}$ — коэффициент чувствительности компоненты l в бине j;

$c_{m,i}$ — коэффициент чувствительности поправки на плотность воздуха в бине i, (Вт·м^3)/кг;

$c_{m,k,i}$ — коэффициент чувствительности компоненты k в бине i на ВЭУ m, Вт/К;

$c_{T,i}$ — коэффициент чувствительности температуры воздуха в бине i, Вт/К;

$c_{V,i}$ — коэффициент чувствительности скорости ветра в бине i, Вт·с/м;

D — диаметр ветроколеса, м;

D_e — эквивалентный диаметр ветроколеса, м;

D_n — диаметр ветроколеса соседней и работающей ветроэнергетической установки, м;

D_r — диаметр ротора лопасти, м;

$Elevaton$ — высота над уровнем моря, м;

$F(V)$ — интегральная функция распределения вероятности Релея для скорости ветра, м;

H — высота ступицы ветроэнергетической установки, м;

H — высота препятствия минус смещения нуля, м;

K — число Кармана;

NT — количество ВЭУ;

$k\rho$ — поправка на влажность к плотности;

Le — расстояние между ВЭУ или метеорологической вышкой и препятствием, м;

Ln — расстояние между ВЭУ или метеорологической вышкой и соседней и работающей ветроэнергетической установкой, м;

Lh — действительная высота препятствия, м;

Lw — расстояние между ВЭУ или метеорологической вышкой и соседней и работающей ВЭУ, являющейся препятствием;

M — число компонент погрешности в каждом бине;

MA — число компонент погрешности категории А;

MB — число компонент погрешности категории В;

N — число бинов;

Nh — количество часов в одном году, приблизительно равное 8760;

N_i — количество 10-минутных наборов данных в бине i скорости ветра;

N_j — количество 10-минутных наборов данных в бине j направления ветра;

N_m — число бинов на ветроэнергетической установке m;

N_n — число бинов на ветроэнергетической установке n;

N — количество выборок внутри выборочного интервала;

n_{Test} — количество испытательных ветроэнергетических установок;

N — показатель степени профиля скорости ($n = 0,14$);

NPC — кривая мощности, замеренной на гондоле;

NTF — передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле;

P_i — нормализованная и осредненная генерируемая мощность в бине i, Вт;

P_0 — пористость препятствия (0 — сплошное, 1 — нет препятствия);

P_n — нормализованная выходная мощность, Вт;

$P_{n,i,j}$ — нормализованная выходная мощность набора данных j в бине i, Вт;

P_{10min} — измеренная мощность, осредненная за 10 минут, Вт;

P_w — давление пара, Па;

R — расстояние до центра мачты, м;

R_0 — газовая постоянная, равная 287,05, Дж/(кг·К);

R_w — газовая постоянная водяного пара, равная 461,5, Дж/(кг·К);

RIX_{10} — выраженное в процентах количество склонов в определенном месте в пределах сектора направлений, превышающее 10 %;

$S_{sc,i}$ — стандартное отклонение отношений скоростей ветра в бине i;

s — компонента погрешности категории А, Вт;

s_A — стандартная погрешность категории А временных рядов скорости ветра в трубе, Вт;

$s_{AEP,k}$ — погрешность годового производства энергии из компоненты k категории А, Вт;

$s_{k,i}$ — стандартная погрешность категории А компоненты k в бине i, Вт;

s_i — суммарные погрешности категории А в бине i, Вт;

$s_{P,i}$ — стандартная погрешность категории А мощности в бине i, Вт;

$s_{w,i}$ — стандартная погрешность категории А климатических вариаций в бине i;

$s_{\alpha,j}$ — стандартная погрешность категории А коэффициентов скорости ветра в бине j, Вт;

se_{AEP} — стандартная погрешность среднего годового производства энергии в выборке, Вт·час;

$slope_i$ — наклон между соседними точками возвышения;

T — абсолютная температура, К;

TI — интенсивность турбулентности;

T_{10min} — измеренная абсолютная температура воздуха, осредненная за 10 минут, К;

t — время, с;

u — продольная составляющая скорости ветра, м/с;

U — компонента погрешности категории В;

u_{AEP} — суммарная стандартная погрешность в оцениваемом годовом производстве энергии, Вт·час;

$u_{AEP,AVG}$ — погрешность в среднем годовом производстве энергии, Па;

$u_{AEP,k}$ — погрешность в годовом производстве энергии из компоненты k категории В, Вт·час;

$u_{AEP,m,k}$ — погрешность в годовом производстве энергии из компоненты k категории В на ветроэнергетической установке m, Вт·час;

$u_{AEPRATIO}$ — коэффициент погрешности в годовом производстве энергии, Вт·час;

$u_{ano\ class}$ — погрешность, связанная с классом анемометра, Вт;

$u_{B,i}$ — стандартная погрешность категории В для давления воздуха в бине i, Вт;

$u_{c,i}$ — суммарная стандартная погрешность для мощности в бине i, Вт;

u_{FS} — компонента погрешности скорости свободного ветрового потока, Вт;

u_i — суммарные погрешности категории B в бине *i*;

$u_{k,i}$ — стандартная погрешность категории B компоненты *k* в бине *i*, Вт;

$u_{m,k,i}$ — стандартная погрешность категории B компоненты *k* в бине *i* на ветроэнергетической установке *m*, Вт·кг/м^3;

$u_{l,j}$ — стандартная погрешность компоненты *l* в бине *j*, Вт;

$u_{m,i}$ — стандартная погрешность категории B поправки к плотности воздуха в бине *i*, м/с;

u_N — компонента погрешности для скорости ветра на гондоле;

$u_{NTFM,i}$ — приближенная оценка величины изменений исходя из передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле в разное время года, используя то же оборудование, Вт·м/с;

$u_{wind\ farmAEP}$ — общая погрешность в годовой выработке энергии ветроэлектростанции, Вт·час;

u_{Pi} — стандартная погрешность категории B мощности в бине *i*, Вт;

$u_{sc,i,j}$ — компонента погрешности калибровки площадки в бине *i* скорости ветра и в бине *j* направления ветра, Вт;

u_{Vj} — стандартная погрешность категории B скорости ветра в бине *i*, Вт;

u_{WD} — погрешность в направлении ветра, м/с;

$u_{WD,SENSOR}$ — погрешность в направлении ветра, замеренном на гондоле, °;

u_{YAW} — погрешность в направлении ветра, компонента угла рыскания, °;

$u_{T,i}$ — стандартная погрешность категории B температуры воздуха в бине *i*, К;

$u_{a,i,j}$ — суммарная стандартная погрешность калибровки площадки в бине *i* скорости ветра и в бине *j* направления ветра, м/с;

$u_{c,m,i}$ — суммарная погрешность для мощности в бине *i* на ветроэнергетической установке *m*, Вт;

V — скорость ветра, м/с;

V_{ave} — средняя годовая скорость ветра на высоте ступицы, м/с;

V_{free} — скорость ветра, замеренная на гондоле, с поправкой на передаточную функцию ветра, м/с;

V_i — нормализованная и осредненная скорость ветра в бине *i*, м/с;

Vn — нормализованная скорость ветра, м/с;

$V_{n,i,j}$ — нормализованная скорость ветра набора данных *j* в бине *i*, м/с;

$V_{met,i}$ — среднее значение скорости ветра на метеорологической вышке в бине *i* скорости ветра, определенной при помощи анемометра, установленного на гондоле, м/с;

$V_{nacelle}$ — значение, полученное при помощи анемометра, установленного на гондоле для определения скорости свободного ветрового потока;

V_{10min} — измеренная скорость ветра, осредненная за 10 минут, м/с;

VP — скорость ветра, полученная исходя из выходной мощности, м/с;

X — расстояние по потоку от препятствия до метеорологической вышки, м;

Z — высота над поверхностью, м;

Z_0 — высота неровности, м;

A — возмущенный сектор, °;

a_j — отношение скорости ветра в бине направлений ветра *j* (положение ветроэнергетической установки к положению метеорологической вышки);

ΔU_z — влияние препятствия на разность скоростей ветра, м/с;

P — коэффициент корреляции;

$p_{k,l,i,j}$ — коэффициент корреляции между компонентой погрешности *k* в бине *i* и компонентой погрешности *l* в бине *j*;

$p_{k,m,n}$ — коэффициент корреляции между ветроэнергетической установки *m* и ветроэнергетической установкой *n* для компоненты *k*;

$p_{k,m,i,l,j,n}$ — коэффициент корреляции между компонентой погрешности *k* в бине *i* на ветроэнергетической установке *m* и компонентой погрешности *l* в бине *j* на ветроэнергетической установке *n*;

P_0 — эталонная плотность воздуха, кг/м^3;

P_{10min} — плотность воздуха, осредненная за 10 минут, кг/м^3;

$P_{ubi,m}$ — коэффициент корреляции для давления;

$P_{umi,m,n}$ — коэффициент корреляции для метода;

$\rho_{upi,m,n}$ — коэффициент корреляции для электрической мощности;

$\rho_{sp,m,n}$ — статистический коэффициент корреляции;

$\rho_{uti,m,n}$ — коэффициент корреляции для температуры;

$\rho_{uvi,m,n}$ — коэффициент корреляции для скорости ветра;

$\sigma_{P,i}$ — среднее квадратическое отклонение нормализованных данных по мощности в бине *i*, Вт;

σ_{10min} — среднее квадратическое отклонение параметра, осредненное за 10 минут;

$\sigma_u/\sigma_v/\sigma_w$ — средние квадратическое отклонения продольной, поперечной и вертикальной скоростей ветра, м/с;

φ — относительная влажность (диапазон от 0 до 1);

Ω — угловая скорость, $с^{-1}$.

5 Описание метода испытаний

Настоящий метод измерения вырабатываемой энергии при помощи анемометра, установленного на гондоле, аналогичен методу, приведенному в стандарте ГОСТ Р 54418.12.1, где данные получают для построения кривой мощности ветроэнергетические установки, то есть мощности в виде функции скорости свободного ветрового потока. В обоих методах скорость свободного ветрового потока является горизонтальной составляющей свободного ветрового потока, который бы наблюдался на месте центра ротора ветроэнергетической установки до ее установки.

В методе по ГОСТ Р 54418.12.1 анемометр располагается на метеорологической вышке на расстоянии от ветроэнергетической установки, в 2—4 раза превышающем диаметр ротора ветроэнергетической установки.

Для ровной местности данное положение обеспечивает получение хороших результатов измерения скорости ветра, которые наблюдались бы в данном месте нахождения ветроэнергетической установки до ее установки. В сложной местности на калибровку площадки накладывается поправка на искажение скорости ветра между метеорологической вышкой и точкой в центре ротора ветроэнергетической установки. В данном методе ветер измеряется при помощи анемометра, установленного перед или на гондоле ветроэнергетической установки. Место его расположения находится близко к центру ротора ветроэнергетической установки, таким образом окружающая территория и препятствия в меньшей степени приводят к искажению ветра между желаемой и действительной точками измерений. Однако ротор ветроэнергетической установки и гондола значительно изменяют параметры ветра. Следовательно, необходимо выразить данное искажение количественно и учесть его при испытании. В данном методе это искажение описывается в виде передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле (*NTF*), которая получается экспериментальным путем (см. приложение Г), с установлением критерия по определению достоверности передаточной функции для конкретной ВЭУ. После получения передаточной функции метод с использованием анемометра, установленного на гондоле, для установления кривой мощности, то есть кривой мощности, замеренной на гондоле (*NPC*), подобен методу, изложенному в ГОСТ Р 54418.12.1. В этом стандарте данная часть метода называется «Проверка рабочих характеристик». Данные, подобные получаемым по ГОСТ Р 54418.12.1, собираются по скорости ветра (скорости ветра на гондоле, вместо скорости ветра на метеорологической вышке), направлению ветра (при помощи угла рыскания ВЭУ и флюгера, установленного на гондоле), электрической мощности, температуре воздуха, давлению воздуха и другим параметрам. Передаточная функция накладывается на замеренную скорость ветра аналогичным способом, применяемым для поправок калибровки площадки. Достоверные данные отбираются и объединяются в бины; кривая мощности, замеренной на гондоле, отображается в табличном и графическом виде. Годовое производство энергии и погрешности измерений определяются и фиксируются в отчете. При использовании метода, представленного в настоящем стандарте, необходимо обратить внимание на следующие моменты. Отображение полученной кривой мощности не идентично отображению согласно ГОСТ Р 54418.12.1, т. к. передаточная функция может быть установлена и применима при работе ВЭУ при передаче электроэнергии в сеть. Кроме того, данный метод основывается на допущении, что рельеф не влияет на работу ВЭУ, то есть влияние рельефа фиксируется при калибровке площадки, влияние ротора фиксируется в передаточной функции. Допущение, что все влияния рельефа фиксируются при калибровке площадки, также лежит в основе стандарта ГОСТ Р 54418.12.1. По этой причине принимаются во внимание дополнительные компоненты погрешности вследствие влияния рельефа. В итоге, данный метод базируется на допущении, что передаточная функция и результирующая кривая мощности не являются зависимыми от времени года, что не совсем соответствует действительности. Поэтому оценка погрешности отражает сезонную зависимость. Пользователь данного стандарта должен быть осведомлен в данных вопросах при применении настоящего стандарта на практике. Необходимо отметить, что калибровка площадки не относится к измерению кривой мощности, замеренной на гондоле. Однако калибровка площадки может потребоваться для определения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле. Метод полной проверки кривой мощности, замеренной на гондоле, в графическом виде представлен на рисунке 1.

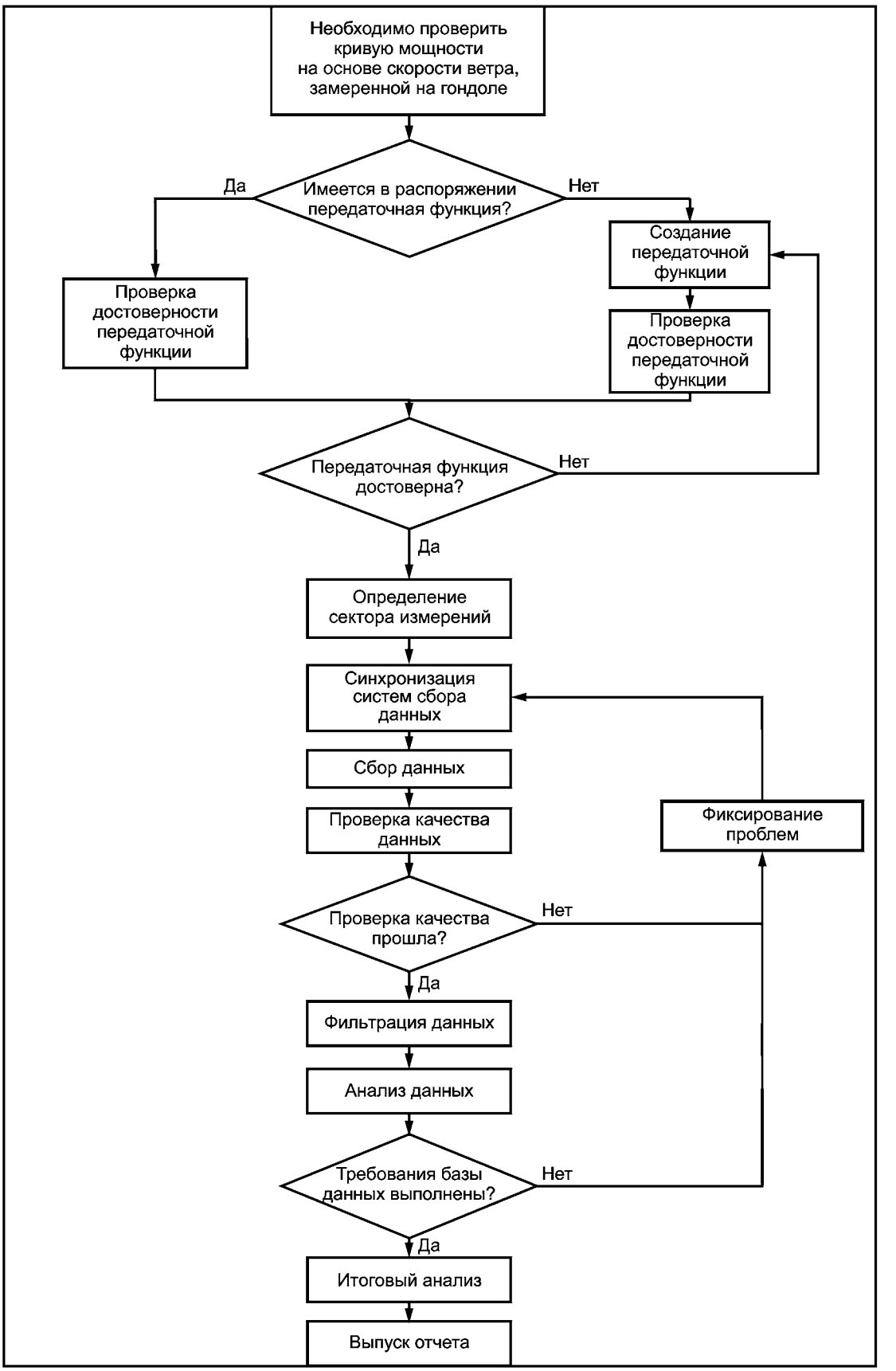


Рисунок 1 — Обзор процедуры

6 Подготовка к проверке рабочих характеристик

Условия конкретных испытаний, относящихся к измерениям характеристик мощности ВЭУ необходимо строго определять и записывать в отчет по испытаниям, согласно 10.5.

6.1 Генераторная система ВЭУ

В соответствии с разделом 10, ВЭУ должна быть оценена, описана и зафиксирована в отчете, чтобы однозначно идентифицировать конкретную конфигурацию испытуемой ВЭУ.

Конфигурация ВЭУ имеет значительное влияние на кривую мощности ВЭУ, полученную на основе скорости ветра, замеренной на гондоле. В частности, искажения потока из-за ротора и гондолы будет причиной того, что скорость ветра, замеренная на гондоле ветроэнергетической установки, будет отличаться от скорости ветра, замеренной на вышке в соответствии с ГОСТ 54418.12.3.

Конфигурация ВЭУ должна быть оценена на предмет источников влияния на передаточную функцию скорости ветра, замеренной на гондоле, для того чтобы:

- определить достоверность ранее полученной передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле (см. приложение В);
- разработать соответствующую передаточную функцию скорости ветра, замеренной на гондоле;
- оценить погрешность вследствие искажения ветрового потока.

Как минимум следует рассмотреть следующие факторы:

- аппаратуру ВЭУ;
- расположение анемометра и флюгера;
- тип анемометра и флюгера;
- калибровку анемометра и флюгера;
- крепление анемометра и флюгера;
- метод сбора данных и периоды осреднения;
- турбинную систему;
- тип лопасти и площадь, ометаемая ротором;
- аэродинамические приспособления на лопастях (вихрегенераторы и т.п.).
- смещение лопасти на нулевой тангаж;
- рабочий режим;
- форму гондолы;
- размещение авиационных маяков;
- контрольные параметры;
- стратегию управления.

Конфигурацию ВЭУ необходимо задокументировать, согласно разделу 10.

6.2 Испытательная площадка

Условия на испытательной площадке могут значительно увеличить погрешность в измерениях выработки энергии. Хотя близость расположения анемометра, установленного на гондоле, к желаемой точке измерений (центр ротора) снижает искажение, которое существует между анемометром, установленным на метеорологической вышке, и анемометром на гондоле ветроэнергетической установки, топография и препятствия все равно могут оказывать влияние на результаты испытания.

Необходимо провести оценку испытательной площадки на источники искажения течения ветра для того, чтобы:

- определить подходящий сектор измерений, учитывая местонахождение препятствий и классификацию рельефа;
- рассчитать погрешность для кривой мощности, обусловленную искажением течения ветра.

Необходимо учитывать следующие факторы:

- топографические колебания и опорную длину неровности;
- другие ВЭУ;
- турбулентность в виде функции скорости ветра и направления ветра;
- препятствия (здания, деревья и др.).

Другие ВЭУ и значительные препятствия, находящиеся с той стороны, откуда дует ветер к испытуемой ВЭУ, образуют спутный след, который влияет как на выработку энергии, так и на измерения анемометром, установленным на гондоле. В настоящее время не существуют методики для минимизации данного

воздействия при измерениях. Вследствие чего спутных потоков следует избегать. Топографические колебания могут изменить вертикальный угол вектора ветра на ВЭУ. В зависимости от расположения анемометра на гондоле, передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле, может меняться в зависимости от изменений в вертикальном угле ветра. Поэтому необходимо оценить зависимость локальной скорости ветра, замеряемой при помощи анемометра, установленного на гондоле, от вертикального угла ветра. На основе данной зависимости и топологии испытательной площадки можно будет исключить определенные направления ветра.

Некоторые условия на испытательной площадке могут неблагоприятно повлиять на результаты испытаний и должны быть учтены при помощи дальнейших исключений допустимых направлений ветра, если они четко отражены в отчете по испытаниям. Направления ветра, которые не исключаются по вышеуказанным причинам, составляют сектор измерений, даже если сектор не является непрерывным.

Так как местный рельеф может повлиять на передаточную функцию скорости ветра, замеренной на гондоле, и кривую мощности, полученную при измерении скорости ветра на гондоле, в данном разделе предлагается классификация рельефа для проведения оценки компонент погрешности для различных типов рельефа.

Одна компонента погрешности в передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, относится к сложности рельефа. Для оценки рельефной компоненты погрешности в передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, коэффициент неровности, составляющий $30RIX_{10}$, должен быть вычислен для каждого сектора направлений в 10° вокруг испытуемой ВЭУ. Коэффициент неровности вычисляется по следующему методу:

- топографическая карта оцифровывается на радиус, равный 20 диаметрам ротора, от испытуемой ветроэнергетической установки;
- в данном секторе направлений шириной 10° точки возвышения определяются через каждые 30 метров вдоль линии, проходящей через центр сектора направлений;
- наклон между смежными точками возвышения рассчитывается следующим образом:

$$\text{наклон}_i = \frac{(\text{возвышение}_i - \text{возвышение}_{i-1})}{30}, \quad (1)$$

где возвышение$_i$ и возвышение $_{i-1}$ — высоты над уровнем моря, выраженные в метрах, для смежных точек возвышения; вычисляются для всех точек возвышения в радиусе до 20 диаметров ротора;

- коэффициент неровности вычисляется как выраженное в процентах количество склонов в определенном месте в пределах сектора направлений, превышающее 10 % (называется RIX_{10}).

Хребетное образование должно рассматриваться иначе, т. к. у него будет вероятно только одна точка, относящаяся к сложному рельефу по вышеуказанной процедуре, и поэтому может быть неправильно отнесено к классу 2. Хребетное образование рассматривается как шаг возвышенности местности более $0{,}08(H+D)$, где H — высота ступицы, а D — диаметр ротора. Класс рельефа для местности с хребетными образованиями должен быть по крайней мере на класс выше, чем в вышеуказанной процедуре, и возможно на 2 класса выше, в зависимости от крутизны и размеров хребта.

Таблица 1 — Классификация рельефа

RIX_{10} (%)	Класс рельефа
Соответствует ГОСТ Р 54418.12.1 (использовать $L = 2{,}5D$)	1
$0 \le RIX_{10} < 8$, но не класс 1	2
$8 \le RIX_{10} < 16$	3
$16 \le RIX_{10} < 24$	4
$24 < RIX_{10}$	5

Сектор измерений должен быть определен согласно приложению Б. Испытательная площадка и сектор измерений должны быть задокументированы в соответствии с разделом 10.

6.3 Передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле (*NTF*)

Для данного метода по определению выработки энергии ВЭУ требуется передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле. Данная передаточная функция предсказывает, какой будет скорость свободного ветрового потока в центре ротора ВЭУ, при помощи скорости ветра, замеренной анемометром, установленным на гондоле. Как правило, данная передаточная функция действительна только для определенных конфигураций ВЭУ, углов наклона, вертикального ветрового потока и направлений горизонтального ветрового потока относительно гондолы. Определенные конфигурации ВЭУ, характеристики площадки и условия испытания должны быть рассмотрены для определения того, является ли ранее полученная передаточная функция действительной для проводимой проверки выработки энергии, согласно приложению В. Если передаточная функции отсутствует или не доказано, что ранее полученная передаточная функция является действительной для конкретных условий испытания, тогда передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле, должна быть получена в соответствии с процедурой приложения Г.

Передаточную функцию можно использовать для более сложного рельефа, чем тот, который наблюдался при измерении передаточной функции, если передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле, вычислялась для класса 1, ее можно использовать для классов от 1 до 5. Применение передаточной функции для менее сложного рельефа не рекомендуется, и поэтому разница может быть только в один класс. Таким образом, передаточная функция для класса 3 может быть использована для классов от 2 до 5, но не для класса 1.

Погрешность данной передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, необходимо оценить согласно приложению Д.

6.4 План испытания

План испытания должен быть разработан до начала испытания, в соответствии с разделом 10. Необходимо также изучить руководство, приведенное в приложении Л относительно организации испытания, безопасности и обмена информацией.

7 Испытательное оборудование

7.1 Электроэнергия

Полезную электрическую мощность ВЭУ необходимо измерять, используя прибор для измерения мощности (например, датчик мощности) и базируясь на измерениях тока и напряжения на каждой фазе.

Датчики тока и датчики напряжения должны иметь класс 0,5 и выше.

Прибор измерения мощности, если это датчик мощности, должен иметь класс 0,5 и выше. Если прибор для измерения мощности не является датчиком мощности, то точность должна быть эквивалента датчикам мощности класса 0,5.

Рабочий диапазон прибора для измерения мощности должен быть настроен на измерение всех положительных и отрицательных мгновенных максимумов мощности, вырабатываемых ВЭУ. Для руководства можно принять, что полномасштабный диапазон прибора для измерения мощности должен быть настроен от минус 50 % до 200 % от номинальной мощности ВЭУ. Все данные во время испытаний необходимо периодически пересматривать, чтобы не допустить превышения пределов диапазона прибора для измерения мощности. Датчики мощности должны быть откалиброваны. Кроме того, должна быть возможность проведения проверки на месте. Прибор для измерения мощности необходимо устанавливать между ВЭУ и подключением к электрической сети, чтобы гарантировать измерения только полезной активной электрической мощности (то есть уменьшенной на величину внутреннего потребления). Необходимо указывать место проверки мощности: или непосредственно с ВЭУ, или на входе в сеть.

7.2 Скорость ветра

7.2.1 Скорость ветра, замеренная на гондоле

Скорость ветра, замеренная на гондоле, должна измеряться при помощи анемометра, установленного на гондоле, удовлетворяющего требованиям приложения И. Измеряемая скорость ветра определяется как средняя величина горизонтальной составляющей вектора скорости мгновенного ветра, включая только продольные и поперечные составляющие турбулентности, без вертикальной составляющей. Все замеряемые скорости ветра и все погрешности, связанные с рабочими характеристиками, необходимо соотно-

сить с таким определением скорости ветра. Анемометр должен быть того же класса и установлен таким же образом, что и анемометр, используемый для измерения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, как описано в приложении Г.

Сигналы должны быть подробно отражены в отчете, в соответствии с разделом 10.

Перед проведением измерений анемометр должен быть откалиброван в соответствии с процедурой по ГОСТ Р 54418.12.1 и приложению Г. Конструкция крепления, используемая при калибровке анемометра, предназначенного для измерения скорости ветра, должна быть такая же, как и конструкция крепления для измерения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле. Калибровка действительна в течение 1 года работы в полевых условиях. Анемометр необходимо калибровать либо после предыдущего измерения, либо необходимо использовать два расположенных рядом анемометра для гарантии точной работы анемометров. Если калибровка проводится на месте, должна использоваться калибровка по ГОСТ Р 54418.12.1.

Рекомендуется устанавливать анемометр в соответствии с приложением А. Погрешность в измерении скорости ветра возникает из-за следующих основных факторов (см. таблицу Д.2):

- калибровка инструмента;
- рабочие характеристики анемометра;
- искажение потока, вызываемое установкой инструмента и гондолой;
- влияние рельефа;
- влияние ротора ветроэнергетической установки на анемометр.

Погрешность в калибровке определяют по процедуре, описанной в ГОСТ Р 54418.12.1. Погрешность, обусловленную рабочими характеристиками, необходимо определять согласно ГОСТ Р 54418.12.1 по классификации анемометров. Погрешность из-за установочных эффектов определяют по приложению Д. Погрешности из-за влияний рельефа и ротора определяют по приложению Д.

7.3 Направление ветра

7.3.1 Измерение направления ветра

На измерение направления ветра на гондоле ВЭУ оказывает влияние угол рыскания ВЭУ. Флюгер подает сигнал зависящий от угла рыскания ВЭУ. Важно помнить, что на направление мгновенного ветра также влияет спутная струя от ротора ВЭУ. Поэтому сигналы направления ветра должны объединять мгновенный сигнал об угле рыскания гондолы и мгновенный сигнал флюгера. Такое сложение нельзя проводить после усреднения исходных данных.

7.3.2 Угол рыскания гондолы

Необходимо измерить угол рыскания гондолы ВЭУ. Для этой цели можно использовать сигнал с пульта управления ВЭУ. Сигнал об угле рыскания гондолы должен быть проверен на месте для определения правильного функционирования и установления зависимости с истинным направлением на север. Рекомендуется проводить данную проверку путем сравнения замеренного угла рыскания с известным поведением многочисленных опорных точек, но и другие методы допустимы.

Рекомендуется проводить проверку для гарантии того, что настройка сигнала об угле рыскания гондолы не изменилась во время измерения кривой мощности.

7.3.3 Направление ветра на гондоле

Необходимо замерить направление ветра на гондоле. Для этой цели можно использовать сигнал с пульта управления ВЭУ. Инструмент для измерения необходимо устанавливать на конструкции крепления гондолы, как описано в приложении А. Сигнал о направлении ветра на гондоле должен быть проверен на месте для определения правильного функционирования и установления зависимости с истинным севером (относительно угла рыскания гондолы).

Кроме установления передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, для определения влияния ротора на скорость ветра, также возможно установить передаточную функцию скорости ветра, замеренной на гондоле, для определения влияния ротора на направление ветра, как описано в приложении Г. Погрешность из-за искажения потока вокруг гондолы может быть снижена путем наложения передаточной функции направления ветра, полученной при помощи данных с испытания передаточной функции скорости ветра на гондоле. Если передаточная функция для направления ветра на гондоле создана, необходимо также оценить калибровку площадки для направления ветра, используя ту же методику, что и для калибровки площадки для скорости.

Сигналы должны быть подробно отражены в отчете, как описано в разделе 10.

7.4 Плотность воздуха

Плотность воздуха необходимо определять по измерениям температуры воздуха и давления воздуха с помощью формулы (3) (см. раздел 9).

При высоких температурах рекомендуется также измерять относительную влажность воздуха и вводить поправки. Поправку на плотность из-за влажности воздуха необходимо вносить, используя формулу (2):

$$\rho = \frac{1}{T}\left(\frac{B}{R_0} - \varphi P_w\left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_w}\right)\right), \quad (2)$$

где B — барометрическое давление, Па;

T — абсолютная температура, К;

φ — относительная влажность (диапазон от 0 до 1);

R_0 — газовая постоянная сухого воздуха, равная 287,05 Дж/кг·К;

R_w — газовая постоянная водяного пара, равная 461,5 Дж/кг·К;

P_w — давление пара, Па; $P_w = 0{,}0000205e^{0{,}0631846T}$, где давление пара зависит от средней температуры воздуха.

При измерениях температуры воздуха, давления и влажности должны измеряться условия окружающего воздуха (то есть условия не внутри гондолы). Если датчик атмосферного давления установлен на ВЭУ, его следует разместить таким образом, чтобы на измерения не оказывали влияние лопасти или другое оборудование ВЭУ, например система вентиляции. Датчик температуры (и датчик влажности, если он используется) необходимо устанавливать в пределах 10 м от высоты ступицы, либо на самой ВЭУ, либо на локальной метеорологической вышке в пределах четырех диаметров ротора от ветроэнергетической установки. Датчик температуры должен измерять температуру наружного воздуха без влияния оборудования ВЭУ, например вентиляционной и отопительной систем.

Давление воздуха необходимо измерять в пределах пяти километров от ВЭУ и данное измерение должно совпадать по времени с измерениями кривой мощности NPC с точностью до 10 минут. Если датчик атмосферного давления установлен не близко к высоте центра ротора над уровнем моря, то измерения атмосферного давления необходимо корректировать на высоту центра ротора над уровнем моря. Суммарная погрешность температурного сигнала должна быть менее 3 °С. Суммарная погрешность сигнала атмосферного давления должна быть менее 10 гПа.

7.5 Скорость вращения ротора

Скорость вращения ротора ВЭУ следует измерять или проверять, не изменились ли на протяжении испытания соответствующие настройки параметров ВЭУ. Данное измерение будет гарантировать адекватность применения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле.

7.6 Угол наклона

Угол наклона лопасти ВЭУ необходимо измерять или проверять, не изменились ли на протяжении испытания соответствующие настройки параметров ВЭУ.

Данное измерение будет гарантировать адекватность применения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле.

7.7 Состояние генератора ВЭУ

Необходимо идентифицировать, проверять и управлять сигналами о состоянии, чтобы обеспечить применение критерия браковки согласно 8.6. Обычно достаточно получать сигналы о состоянии подсоединения генератора к сети. Достаточно получать такие параметры из памяти системы управления ВЭУ, если на ВЭУ имеется система управления. Рекомендуется получать сигналы о состоянии «работоспособности» для установления рабочего состояния ВЭУ (работоспособная или неработоспособная). Необходимо документировать определение каждого сигнала о состоянии.

Рекомендуется следить за работой ВЭУ в сети и в автономном режиме, согласно таблице 2.

7.8 Система сбора данных

Для сбора результатов измерений и хранения предварительно обработанных данных необходимо использовать систему сбора данных со скоростью выборки не менее 1 Гц на канал.

Система контроля и сбора данных ВЭУ может быть использована для сбора данных, если она соответствует требованиям и распознает сигналы и обеспечивает обработку сигналов.

Калибровку и точность цепочки в системе сбора данных (передача, согласование сигналов и запись данных) необходимо проверять путем подачи известных сигналов на входы датчика и сравнения этих входов с записанными отсчетами. Это должно быть сделано при помощи оборудования, калибруемого согласно нормативной документации. Для руководства можно принять, что погрешность системы сбора данных должна быть пренебрежимо малой по сравнению с погрешностями датчиков.

Любое влияние или работа, проведенная системой сбора данных, должны быть зафиксированы в отчете. Необходимо провести следующие проверки:

- любое осреднение или фильтрация данных, осуществляемые системой сбора данных, должны быть зафиксированы в отчете таким образом, чтобы можно было установить их влияние на данные и погрешность данных;
- любые внутренние калибровки, применяемые смещения или поправки, накладываемые на данные, должны быть зафиксированы в отчете таким образом, чтобы определить, какие калибровки, применяемые смещения или поправки, накладываемые на данные, могут быть не учтены в процессе обработки данных;
- погрешность всей цепочки сигналов должна быть вычислена для каждого сигнала;
- должна быть проверена правильность обработки осредненных значений скачкообразных северных направлений.

Если положения данного подраздела не могут быть выполнены из-за использования системы контроля и сбора данных ВЭУ, то необходимо установить и использовать отдельную, независимую систему сбора и обработки данных.

8 Методика измерений

8.1 Общие положения

Цель методики измерений — сбор данных, которые удовлетворяют набору четко определенных критериев для гарантии того, что данные собраны в достаточном количестве и качестве для определения рабочих характеристик мощности ВЭУ. Методику измерений необходимо задокументировать, в соответствии с разделом 10, так, чтобы каждый этап методики и режим испытаний можно было бы пересмотреть и при необходимости повторить.

Точность измерений необходимо выражать через погрешности измерений, согласно приложению Д. В период измерений данные необходимо периодически проверять, чтобы обеспечить высокое качество и повторяемость результатов испытаний. В журналах испытаний необходимо записывать все важные события в течение проверок характеристик мощности.

8.2 Работа ВЭУ

В период измерений ВЭУ должна нормально работать, в соответствии с руководством по эксплуатации ВЭУ (или эквивалентным документом), конфигурацию машины изменять нельзя. Рабочее состояние ВЭУ необходимо записывать по сигналам состояния, согласно разделу 7, в отчете необходимо указать, что оно не менялось на протяжении испытания. В течение всего периода измерений необходимо проводить обслуживание ВЭУ, такие работы должны быть зафиксированы в журнале испытаний. Любые специфические действия по обслуживанию, например, частая промывка лопастей, которая обеспечивает хорошие рабочие характеристики во время испытаний, необходимо обязательно фиксировать. Такие специфические действия по обслуживанию не должны проводиться по умолчанию.

8.3 Синхронизация системы (систем) сбора данных

Если во время одного испытания сигналы замеряются несколькими системами сбора данных, то на протяжении измерительного периода должна быть обеспечена синхронизация всех систем. Максимальное расхождение в синхронизации между двумя системами сбора данных должно составлять менее 1 % от периода осреднения. Любое нарушение данного требования по синхронизации должно быть задокументировано. Измерение давления исключается из данного критерия.

Рекомендуется избегать проблем с синхронизацией путем использования для измерения только одной измерительной системы. Рекомендуется перейти на универсальное глобальное время (*UTC*) или опор-

ное время на основе универсального глобального времени. Поправка времени, накладываемая на каждый комплект данных, должна быть зафиксирована в журнале испытаний. Выбранное опорное время должно быть задокументировано.

8.4 Сбор данных

Данные необходимо собирать непрерывно со скоростью выборки 1 Гц или выше. Система сбора данных должна хранить минимальные статистические сведения о наборах данных в виде:

- средних значений за 10-минутный период;
- среднего квадратичного отклонения за 10-минутный период;
- максимального значения за 10-минутный период;
- минимального значения за 10-минутный период.

Выбранные наборы данных должны базироваться на 10-минутных периодах, получаемых из непрерывно измеряемых данных. Данные собираются, пока выполняются требования, приведенные в 8.8.

Стандартный анализ должен базироваться на статистических измеряемых данных за 10-минутный период. Данное условие было выбрано для близкой привязки результатов к ГОСТ Р 54418.12.1 и ГОСТ Р 54418.21.

Важно отметить, что выбор использования статистических данных за 10 минут сам влияет на результат испытания по определению выработки энергии, например посредством влияния турбулентности. Изначально 10-минутный период был выбран, исходя из времени прохождения ветрового потока от вышки до ВЭУ и для обеспечения соответствующей корреляции данных по скорости ветра и мощности. В случае использования анемометра, в этом нет необходимости, и существуют основания к снижению периода осреднения данных до периода менее 10 минут.

Для соответствия требованиям ГОСТ Р 54418.12.1 и в то же время, чтобы не препятствовать более точной отчетности, выбор был сделан в пользу отчета по стандартным результатам исходя из статистических данных за 10-минутный период, но с возможностью формирования отчета по анализу данных, осредненных за более короткие периоды. Действительность применяемой передаточной функции следует проверить, используя более короткие периоды осреднения.

8.5 Проверка качества данных

Для получения точных данных, включаемых в окончательную базу достоверных результатов, необходимо провести операции по контролю качества данных до или во время обработки и анализа данных. В следующих разделах приводятся примеры методов контроля качества, но не отражают всех методов, которые могут потребоваться. Некоторые результаты обработки, которые не соответствуют критерию контроля качества, установленному пользователем, должны быть удалены из базы достоверных данных. Все методы фильтрации данных должны быть задокументированы в соответствии с разделом 10. Данные операции проводятся в дополнение к проверке/калибровке измерительной системы, как описано в 6.1.

Измеренные сигналы, не выходящие за рамки диапазона, являются пригодными.

Необходимо гарантировать, что все наборы данных, в которых требуемый сигнал выходит за рамки сигнального диапазона, удалены из базы достоверных данных. Подобным образом необходимо исключить все комплекты данных, в которых один или несколько сигналов являются непригодными или не работающими для одной или нескольких выборок. Данные факты удаления данных должны быть зафиксированы в отчете и описаны в соответствии с требованиями раздела 10.

Статистические данные по осреднению индивидуальных данных, максимальному, минимальному и стандартному отклонению измеренных сигналов должны периодически проверяться для получения значений, совпадающих с ожидаемыми значениями (например, не наблюдаются значительный сигнальный шум или данные, когда на датчики воздействует их крепежная конструкция или другие датчики). Вручную запрашиваемый временной ряд и/или график разбросов в подгруппе данных измерений (статистическая выборка из базы данных) предполагается в дополнение к автоматическим средствам для обеспечения того, что все отклонения были выявлены. Кроме того, необходимо сравнить идентичные сигналы друг с другом (например: первичная и контрольная скорость ветра на метеорологической вышке; сигнал мощности, замеренный на ВЭУ, и независимый сигнал мощности; угол наклона ВЭУ к метеорологической вышке, или измерение близлежащего направления ветра) для обеспечения соответствия отклонений ожидаемым значениям.

Подвергаемые сомнению данные должны быть исключены из базы достоверных данных. Данные исключения должны быть задокументированы и описаны в соответствии с требованиями раздела 10.

Обеспечение работы систем сбора данных с необходимой точностью. Данные операции должны обеспечить проверку должной работы системы сбора данных на протяжении периода испытаний. Данные операции включают (но не ограничиваются) следующее:

- обеспечение того, что зафиксированные данные не повторяются;
- обнаружение причины любых существенных недостающих данных в измеренных сигналах;
- обнаружение любой прерывистости измеренных сигналов, которая не соответствует зафиксированным недостающим данным.

Если что-либо из вышеперечисленного обнаружено, то данное обнаружение должно быть задокументировано и зафиксировано в отчете. Факт их проверки также должен быть зафиксирован в отчете.

8.6 Браковка данных

Определенные наборы данных должны исключаться из базы данных для гарантии того, что:

- анализ и результаты соответствуют нормальной работе ВЭУ;
- искаженные и неточные данные отброшены.

Наборы данных исключаются из базы данных при следующих обстоятельствах:

- внешние условия за исключением скорости ветра выходят за пределы рабочего диапазона ВЭУ;
- внешние условия выходят за пределы рабочего диапазона испытательного оборудования;
- турбина не работает в сети (за исключением ВЭУ, которые временно работают автономно в нормальном рабочем режиме, например, для переключения генератора. Данные явления должны быть зафиксированы на кривой мощности, и необходимо задокументировать применяемый тонкий фильтр);
- турбина вырабатывает энергию в ограниченном режиме из-за внешних факторов, например из-за режима работы электросети;
- неисправность или ухудшение рабочих характеристик (например, обледенение) испытательного оборудования;
- направление ветра за 10-минутный период вышло за пределы секторов измерения, которые определены в ГОСТ Р 54418.12.1 (пункт 5.2.2);
- обледенение лопастей;
- скорость ветра вышла за предел диапазона применимости передаточной функции скорости ветра, замеренного на гондоле;
- данные за временные промежутки, когда передаточная функция скорости ветра, замеренного на гондоле, является недействительной, должны быть исключены (например, неверные установки параметров для ВЭУ).

Любые другие критерии отбраковки должны быть четко отражены в отчете.

Поднаборы из базы данных, собранные при особых эксплуатационных условиях (например, большая шероховатость лопастей из-за пыли, соли, насекомых, льда) или атмосферных условиях (например, осадки, интенсивность турбулентности, сдвиг ветра), которые имели место в период измерений, можно выделить как особые базы данных.

Если частота в сети изменяется примерно на два Гц или более, более подходящим может оказаться выбор характеристик мощности на других частотных уровнях по специальной базе данных. В этом случае частоты в сети необходимо делить на частотные бины, центрированные по целым значениям частоты сети.

8.7 Коррекция данных

Для выделенных наборов данных необходимо вносить поправки для данных по следующим измерениям:

- поправка на давление воздуха на высоте центра ротора над уровнем моря (если требуется по 7.4);
- направление абсолютного мгновенного ветра должно быть вычислено исходя из положения рыскания гондолы и сигнала флюгера, установленного на гондоле;
- модификации сигнала, применяемые оператором ВЭУ, должны быть учтены для получения точных окончательных значений;
- данные могут быть откорректированы для любых калибровок, применяемых смещений или поправок, выполняемых системой сбора данных для гарантии высокого качества данных, при соответствующих обстоятельствах и при условии четкого отражения в отчете;
- должна быть сделана поправка на скорость ветра, замеренную на гондоле, по скорости свободного ветрового потока, используя передаточную функцию, приведенную в приложении Г.

Любые другие поправки, накладываемые на данные, должны быть четко и подробно зафиксированы в отчете. Поправки должны быть подробно представлены в отчете в соответствии с разделом 10.

8.8 База данных

После нормализации данных (см. 9.1) выделенные наборы данных необходимо отсортировать, пользуясь «методом бинов» (см. 9.2). Выбранные наборы данных должны охватывать как минимум диапазон скоростей, начиная от значения скорости включения до значения, в 1,5 раза превышающего скорость ветра, при 85 % от номинальной мощности ВЭУ. С другой стороны, диапазон скоростей ветра должен простираться от скорости включения до значения на 1 м/с ниже скорости ветра, при которой «измеренная *AEP*» больше или равна 95 % от «экстраполированной *AEP*» (см. 9.3). В отчете должно быть указано, какой из двух вариантов использовали для установления диапазона замеренной кривой мощности. Диапазон скоростей ветра необходимо разделить на непрерывные бины по 0,5 м/с, центрированные по значениям, кратным 0,5 м/с.

Базу данных необходимо считать заполненной, если она удовлетворяет следующим критериям:

- каждый бин включает минимум 30 минут выборочных данных;
- база данных включает минимум 180 часов выборочных данных.

Если отдельный незаполненный бин может препятствовать завершению испытаний, тогда значение для этого бина можно получить с помощью линейной интерполяции от двух смежных полных бинов.

Чтобы завершить создание кривой мощности при высоких скоростях ветра, можно воспользоваться следующей методикой. При скоростях ветра, более чем в 1,6 раза превышающих скорость ветра при 85 % номинальной мощности, сектор измерений можно оставить открытым.

На основе этих двух критериев следующее условие должно выполняться: *AEP*, измеренное с помощью расширенных методик, отличается менее, чем на 1 % от *AEP*, полученного экстраполяцией, до наивысшего заполненного бина скоростей ветра по расширенным методикам (по распределению Релея, см. 9.3).

Базу данных необходимо представлять в отчете по испытаниям, как описано в разделе 10.

9 Результаты и выводы

9.1 Нормализация данных

Выбранные наборы данных необходимо нормализовать по двум контрольным плотностям воздуха: плотность воздуха на уровне моря согласно стандартной атмосфере (1,225 кг/м^3) и средняя измеренная плотность воздуха по данным, полученным на испытательной площадке в периоды сбора эффективных данных, округленная до ближайшего значения с точностью 0,05 кг/м^3. Нормализация плотности воздуха по фактической средней плотности не требуется, когда фактическая средняя плотность воздуха находится в пределах (1,225 ± 0,05) кг/м^3. С другой стороны, другую нормализацию можно провести по номинальной плотности воздуха, заранее установленной для площадки. Плотность воздуха можно определить по измеренным температуре и давлению воздуха согласно выражению:

$$\rho_{10\,min} = \frac{B_{10\,min}}{R_0 \cdot T_{10\,min}}, \quad (3)$$

где $\rho_{10\,min}$ — выводимая плотность воздуха, осредненная за 10 минут;

$T_{10\,min}$ — измеренная абсолютная температура воздуха, осредненная за 10 минут;

$B_{10\,min}$ — измеренное давление воздуха, осредненное за 10 минут;

R_0 — газовая постоянная для сухого воздуха, равная 287,05 Дж/кг·К.

Для ВЭУ с регулированием срыва потока при постоянном угле наклона лопасти и постоянной скорости вращения нормализацию данных необходимо применять к измеряемой генерируемой мощности по формуле

$$P_n = P_{10\,min} \frac{\rho_0}{\rho_{10\,min}}, \quad (4)$$

где P_n — нормализованная генерируемая мощность;

$P_{10\,min}$ — измеренная мощность, осредненная за 10 минут;

ρ_0 — контрольная плотность воздуха.

Для ВЭУ с активным управлением мощностью нормализация применяется к скорости ветра по выражению:

$$V_n = V_{free}\left(\frac{\rho_{10min}}{\rho_0}\right)^{1/3}, \quad (5)$$

где V_n — нормализованная скорость ветра;

V_{free} — измеренная скорость ветра на гондоле, осредненная за 10 минут, откорректированная при помощи передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, как описано в приложении Г.

9.2 Определение кривой измеренной мощности

Кривую измеренной мощности определяют применением «метода бинов» к нормализованным наборам данных, используя бины по 0,5 м/с и проводя вычисления средних значений нормализованной скорости ветра и нормализованной генерируемой мощности для каждого бина скоростей ветра по выражениям:

$$V_i = \frac{1}{N_i}\sum_{j=1}^{N_j} V_{n,i,j}; \quad (6)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i}\sum_{j=1}^{N_j} P_{n,i,j}, \quad (7)$$

где V_i — нормализованная и осредненная скорость ветра в бине i;

$V_{n,i,j}$ — нормализованная скорость ветра набора данных j в бине i;

P_i — нормализованная и осредненная генерируемая мощность в бине i;

$P_{n,i,j}$ — нормализованная генерируемая мощность по набору данных j в бине i;

N_i — число наборов данных по 10 минут в бине i.

Кривую измеренной мощности необходимо представлять в соответствии с разделом 10.

9.3 Годовое производство энергии (*AEP*)

Общее *AEP* рассчитывается применением кривой измеренной мощности к различным эталонным частотным распределениям скорости ветра. В качестве эталонного частотного распределения скорости ветра необходимо использовать распределение Релея, которое эквивалентно распределению Вейбула с коэффициентом формы 2. Оценки *AEP* должны проводиться на высоте ступицы для средних годовых скоростей ветра 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 и 11 м/с по формуле

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^{N}[F(V_i) - F(V_{i-1})]\left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2}\right), \quad (8)$$

где *AEP* — годовое производство энергии;

N_h — количество часов в году равное 8760;

N — число бинов;

V_i — нормализованная и осредненная скорость ветра в бине i;

P_i — нормализованная и осредненная генерируемая мощность в бине i, и по формуле

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V}{V_{ave}}\right)^2\right), \quad (9)$$

где $F(V)$ — интегральная функция распределения вероятности Релея для скорости ветра;

V_{ave} — годовая средняя скорость ветра на высоте ступицы;

V — скорость ветра.

Суммирование начинается с приравнивания величины V_{i-1} значению V_i – 0,5 м/с, а величины P_{i-1} значению в 0 кВт.

Для конкретного события номинальные условия на площадке, определяющие ветровой климат на испытательной площадке, могут быть известными. Если так, то дополнительно можно документировать *AEP* на конкретной площадке, которое вычисляется на основе информации для данной конкретной площадки.

AEP необходимо вычислить двумя способами: один называется «измеренное *AEP*», а другой — «экстраполированное *AEP*». Если кривая измеренной мощности не содержит данных до остановочной скорости ветра, кривую мощности необходимо экстраполировать из максимальной полной измеренной скорости ветра до остановочной скорости ветра.

Измеренное *AEP* необходимо получать по кривой измеренной мощности в предположении нулевой мощности для всех скоростей ветра выше и ниже диапазона кривой измеренной мощности.

Экстраполированное *AEP* необходимо получать по кривой измеренной мощности в предположении нулевой мощности для скоростей ветра ниже самой низшей скорости ветра в кривой измеренной мощности и постоянной мощности для ветра со скоростью между самой высокой скоростью ветра в кривой измеренной мощности и отключающей скоростью ветра. Постоянная мощность, используемая при экстраполяции *AEP*, должна быть равна значению мощности из бина при наивысшей скорости ветра в кривой измеренной мощности.

Измеренное *AEP* и экстраполированное *AEP* необходимо представлять в отчете по испытаниям, как это подробно описано в разделе 10. Для всех расчетов работоспособность ВЭУ должна равняться 100 %. Для заданных годовых средних скоростей ветра оценку измеренной *AEP* необходимо идентифицировать как «неполную», если расчеты показывают, что измеренное *AEP* меньше 95 % экстраполированного *AEP*.

Оценки погрешности измерений через стандартную погрешность *AEP* согласно приложениям Д, Е, Ж необходимо фиксировать в отчете для измеренного *AEP* при всех заданных годовых средних скоростях ветра.

Описанные выше погрешности в *AEP* касаются только погрешностей, возникающих при проверках характеристик мощности, и они не учитывают погрешности, обусловленные другими важными факторами, относящимися к фактическому длительному производству энергии для данной установки, такие как:

- погрешность ветрового ресурса;
- погрешность работоспособности ВЭУ;
- погрешность из-за моделирования ветрового потока и спутной струи.

9.4 Коэффициент мощности

Коэффициент мощности C_p ВЭУ необходимо добавлять к результатам испытаний и представлять его по методике, приведенной в разделе 9. Коэффициент C_p должен определяться по кривой измеренной мощности по следующей формуле:

$$C_{p,i} = \frac{P_i}{\frac{1}{2}\rho_0 A V_i^3}, \quad (10)$$

где $C_{P,i}$ — коэффициент мощности в бине i;

V_i — нормализованная и осредненная скорость ветра в бине i;

P_i — нормализованная и осредненная генерируемая мощность в бине i;

A — площадь, ометаемая ротором ВЭУ;

ρ_0 — опорная плотность воздуха.

9.5 Анализ погрешности

Анализ погрешности должен быть выполнен в соответствии с приложениями Д, Е и Ж. При определенных обстоятельствах возможно вычислять среднюю кривую мощности при помощи многократных испытаний, соблюдая требования приложений К и Л.

10 Формат отчетности

Методику измерений необходимо задокументировать таким образом, чтобы каждый этап методики и режим испытаний можно было пересмотреть и при необходимости повторить. Сторона, проводящая измерения, должна хранить всю документацию для использования в будущем в качестве ориентира, даже при условии, что документация не была включена в отчет. Документация должна храниться в течение определенного периода времени, как правило, 10 лет. Примером такой документации могут служить записи технического состояния ветроэнергетической установки. Следующие требования являются минимальными для отчетности по проверке выработки энергии с использованием анемометра на гондоле. Отчет по испытаниям должен содержать следующую информацию:

а) идентификацию и описание конфигурации конкретной ВЭУ, проходящей испытания (см. 6.1), в том числе:

1) модель, тип, серийный номер, год изготовления, тип и описание гондолы (рекомендовано прикладывать к отчету, например, чертежи, размеры, фото), а также тип и описание ступицы;

2) диаметр ротора и описание метода проверки или ссылка на документацию по диаметру ротора;

3) скорость вращения ротора или диапазон скоростей вращения ротора;

4) номинальную мощность и номинальную скорость ветра;

5) данные по лопастям: модель, тип, серийные номера, количество лопастей, фиксированный или переменный угол наклона лопасти и угол (углы) наклона лопастей;

6) высота ступицы и тип вышки, высота вышки;

7) размер, местонахождение авиационных маяков, а также описание другого вспомогательного оборудования на гондоле;

8) описание системы управления (устройство и версия программного обеспечения), включая документацию по сигналам о состоянии, используемым для преобразования данных; контрольные параметры ВЭУ, относящиеся к проверке передаточной функции (например, тангаж, рыскание, направление ветра и скорость ветра на гондоле, скорость вращения и мощность), по соглашению между сторонами-участниками;

9) описание состояния силовой сети электропитания на ВЭУ, то есть напряжение, частота и допуски на них, и чертеж, указывающий, где подключен датчик мощности, в частности, по отношению к внутреннему или внешнему трансформатору мощности для внутреннего потребления;

10) чертежи и фотографии месторасположения и типа крепления анемометра, установленного на гондоле, и устройства измерения направлению ветра, описание калибровки до и после измерений, а также в рабочем положении, методов сбора данных, время усреднения собранных данных (если несколько устройств используется, необходимо отразить в отчете четкое определение первичных измерений);

11) тип сигналов анемометра и флюгера, установленных на гондоле, описание согласования сигналов и цепочки сигналов;

б) описание испытательной площадки (см. 6.2), в том числе:

1) фотографии всех секторов измерения, предпочтительно сделанных с ВЭУ на высоте ступицы;

2) карта испытательной площадки, показывающая окружающую площадь, охватывающую расстояние по радиусу, не менее чем в 20 раз превосходящее диаметр ротора ВЭУ, и указывающая топографию, расположение испытательной ВЭУ, метеорологических вышек (если используются), значительных препятствий, других ВЭУ, тип и высоту растительности, а также сектор измерений;

3) результаты оценивания площадки в соответствии с классификацией местности согласно 6.2;

4) если проводится калибровка площадки для установления передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, в отчете необходимо отразить ограничения окончательных секторов измерений;

5) описание рельефа, включая оценки угла наклона для различных направлений;

6) удельная плотность воздуха номинальной площадки;

в) описание испытательного оборудования, включая калибровку площадки, проверку передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, проверку кривой мощности в зависимости от скорости ветра, замеренной на гондоле (см. раздел 7):

1) идентификация датчиков и систем сбора данных для каждого измеряемого параметра, в том числе документация по калибровке датчиков, линиям передачи и системе сбора данных;

2) описание размещения анемометров на крепежной конструкции гондолы в соответствии с требованиями и описаниями приложений А и В;

3) схема размещения крепежной конструкции с указанием основных размеров и точек крепления оборудования;

4) описание метода калибровки на месте (если применимо) и документация;

5) результаты проведения калибровки;

6) результаты общей калибровки для мощности, скорости ветра, направления ветра, температуры и давления;

г) описание методики измерений:

1) документация по выполнению методики испытаний, условиям испытаний, скорости выборки, времени осреднения, периоду измерений;

2) документация по фильтрации данных, включая точные предельные значения по критериям фильтрации, порядку фильтрации и общему количеству удаленных обработанных результатов;

3) документация по всем поправкам, накладываемым на данные;

4) книга — журнал испытаний, в которой записаны все важные события при проверках характеристик мощности; в том числе перечисление всех операций по обслуживанию во время испытаний и перечисление всех особых действий (например, мойка лопастей), которые выполнялись для обеспечения хороших эксплуатационных характеристик;

5) указание всех критериев отбраковки данных, которые не входят в перечень, приведенный в 8.6;

6) в случае использования нескольких измерительных систем, необходимо включить положение относительно синхронизации всех систем. Должно быть зафиксировано максимальное расхождение во времени для этих систем, и должен быть представлен график или таблица с указанием поправок времени, сделанных во время измерений по каждой измерительной системе;

д) информацию по каждому выбранному набору данных необходимо представлять как в табличном, так и графическом форматах, предоставляя статистику измеренной генерируемой мощности в виде функции скорости ветра и других важных метеорологических параметров, в том числе согласно 8.4—8.8:

1) графики разбросов среднего значения, среднего квадратичного отклонения, максимальной и минимальной генерируемой мощности в функции скорости ветра (графики должны содержать информацию по частоте выборки). Пример приведен на рисунке 3;

2) графики разбросов средней скорости ветра и интенсивности турбулентности в функции направления ветра;

3) графики разбросов интенсивности турбулентности в виде функции скорости ветра, необходимо привести среднюю интенсивность турбулентности в каждом бине скорости ветра;

4) необходимо также привести специальные базы данных, содержащие данные, собранные при особых эксплуатационных и атмосферных условиях согласно 8.6;

5) при измерении скорости вращения и угла наклона лопастей (если измерения проводятся) на графиках разбросов необходимо привести в том числе эти величины в бинах в зависимости от скорости ветра и таблицу величин по бинам;

6) определение сигналов состояния и графики сигналов состояния во время измерений.

Рекомендуется фиксировать в отчете продолжительность периода работы ВЭУ в автономном режиме, в сети и режиме готовности к работе, если возможно, функцию неоткорректированной скорости ветра, замеренной на гондоле, с использованием базы данных в соответствии с 8.6, отобранных для получения подходящих значений сигналов о состоянии работы в сети и в режиме готовности к работе. Пример приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Обзор работы ВЭУ

	Время испытания (в мин)			Работа ВЭУ в автономном режиме, %
Бин (м/с)*	Работа ВЭУ в автономном режиме	Работа ВЭУ в сети	ВЭУ в режиме готовности к работе	
4—4,5	40	1340	1380	2,9
4,5—5	30	2720	2750	1,1
20,5—21	30	30	60	50,0
* Неоткорректированная скорость ветра, замеренная на гондоле.				

е) представление кривой измеренной мощности для плотности воздуха на уровне моря (см. 9.1 и 9.2):

1) кривую мощности необходимо представлять в виде таблицы, подобной таблице 3. Для каждого бина скорости ветра в таблице должно быть перечислено:

- нормализованная и осредненная скорость ветра;
- нормализованная и осредненная генерируемая мощность;
- число наборов данных;
- расчетное значение C_p;
- стандартные погрешности категории А (см. приложения Д и Е);
- стандартные погрешности категории В (см. приложения Д и Е);
- суммарная стандартная погрешность (см. приложения Д и Е).

Таблица 3 — Пример представления кривой измеренной мощности

Ветроэнергетическая установка с коррелированной скоростью на гондоле							
Опорная плотность воздуха 1,225 кг/м^3					Категория А	Категория В	Суммарная погрешность
Номер бина	Скорость свободного ветрового потока V_{free} [м/с]	Генерируемая мощность [кВт]	C_p	Номера наборов данных №	Стандартная погрешность s_i [кВт]	Стандартная погрешность u_i [кВт]	Стандартная погрешность $u_{c,i}$ [кВт]
7	3,71	–9,3	–0,053	3	2,35	20,43	20,56
8	4,00	17,2	0,077	24	5,21	23,37	23,94
9	4,52	64,2	0,201	27	5,57	23,89	24,53
10	5,03	119,9	0,272	77	3,49	25,89	26,12
11	5,53	204,6	0,349	124	3,32	33,49	33,65
12	6,02	293,4	0,386	200	3,26	36,25	36,40
13	6,51	389,0	0,406	231	3,41	40,48	40,62
14	7,00	498,8	0,418	240	4,46	46,40	46,62
15	7,48	616,7	0,424	203	5,42	53,19	53,47
16	7,99	768,8	0,433	165	7,23	65,46	65,86
17	8,49	946,0	0,445	163	7,86	81,83	82,21
18	8,97	1098,1	0,438	118	10,89	75,82	76,60
19	9,50	1282,5	0,431	90	12,11	87,63	88,47
20	10,03	1526,5	0,435	86	12,84	117,68	118,38
21	10,50	1707,7	0,424	84	12,41	105,27	105,99
22	11,03	1950,9	0,419	111	10,61	129,94	130,37
23	11,48	2119,7	0,403	112	12,68	109,25	109,98
24	11,98	2296,7	0,385	113	8,87	110,43	110,78
25	12,50	2393,5	0,352	80	5,49	64,97	65,20
26	12,97	2440,6	0,322	49	5,34	45,24	45,55
27	13,50	2462,5	0,288	29	2,56	35,00	35,10
28	13,99	2469,1	0,260	17	1,01	32,57	32,58
29	14,45	2469,1	0,235	5	2,2	32,24	32,27
30	15,07	2472,3	0,208	3	0,46	32,32	32,33
31	15,72	2472,0	0,183	3	0,56	32,27	32,27

2) кривую мощности необходимо представлять на графике, подобном тому, который показан на рисунке 4. График должен показывать кривую мощности в виде функции нормализованной и осредненной скорости ветра:

- нормализованную и осредненную генерируемую мощность;
- суммарную стандартную погрешность;

3) кривую C_p необходимо представлять на графике, подобном тому, который изображен на рисунке 4;

4) график и таблица должны быть привязаны к плотности воздуха на уровне моря 1,225 кг/м^3, используемой при нормализации;

5) график разбросов кривой мощности должен быть представлен, используя все фильтры, за исключением подсоединения к сети, а также график разбросов данных, включая фильтр подсоединения к сети. График должен быть маркирован таким образом, чтобы было обозначено, что скорости ветра, когда ВЭУ не работала, нельзя сравнить со скоростями ветра, когда ВЭУ работала;

ж) представление кривой измеренной мощности для конкретной плотности воздуха на площадке (см. 9.1 и 9.2): если средняя плотность воздуха на площадке отличается более чем на 0,05 кг/м^3 от 1,225 кг/м^3, или, если требуется заранее определенная номинальная плотность воздуха, тогда необходимо делать второе представление кривой измеренной мощности. Это представление делается так же, как и для плот-

ности воздуха на уровне моря, но оно должно показывать результаты по кривой мощности, полученные нормализацией к конкретной плотности воздуха на площадке;

и) представление кривых измеренной мощности, полученных при особых эксплуатационных и атмосферных условиях (см. 8.6). Можно также задокументировать кривые мощности, полученные из поднаборов базы данных при особых эксплуатационных и атмосферных условиях. В этом случае кривую мощности следует отображать как для плотности воздуха на уровне моря, но с четким указанием на всех графиках и таблицах особых эксплуатационных и/или атмосферных условий;

к) представление расчетного годового производства энергии для плотности воздуха на уровне моря (см. 9.3):

1) таблица, которая для каждой средней годовой скорости ветра на высоте ступицы должна включать:

- измеренное *AEP*;
- стандартную погрешность измеренной *AEP* (приложения Д и Е);
- экстраполированное $x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$;

2) в таблицу должны быть занесены:

- опорная плотность воздуха;
- отключающая ВЭУ скорость ветра;

3) если при какой-либо средней годовой скорости ветра измеренное *AEP* меньше 95 % от экстраполированного *AEP*, то таблица должна содержать отметку «неполное» в столбце измеренных значений *AEP*;

4) в случае если в период измерений достигнута отключающая скорость ветра, то необходимо дополнительно представить расчетное годовое производство энергии, в том числе гистерезис отключения в том виде, как это сделано в подпунктах 1) и 3); в таблице также должна быть указана опорная плотность воздуха;

л) представление расчетного годового производства энергии для конкретной плотности воздуха на площадке (см. 9.3): если средняя плотность воздуха на площадке отличается более, чем на 0,05 кг/м^3 от 1,225 кг/м^3, или если желательно использовать заранее определенную номинальную плотность воздуха, тогда необходимо представить вторую таблицу *AEP*. Это представление должно быть таким же, как и для плотности воздуха на уровне моря, но оно должно показывать результаты *AEP*, полученные нормализацией к конкретной плотности воздуха на площадке;

м) представление коэффициента измеренной мощности (см. 9.4): коэффициент измеренной мощности необходимо представлять в виде функции скорости ветра в таблице и на графике, в которых должна быть указана площадь, ометаемая ротором;

н) представление результатов для установления передаточной функции *NTF* (см. приложение Г):

1) если проводится калибровка площадки для установления передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, то это необходимо представить в отчете в виде графика и в таблице. Кроме того, передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле, и соответствующая калибровка площадки могут быть представлены в отдельном отчете;

2) таблица результатов передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле. Для каждого бина скорости ветра таблица должна включать:

- количество часов данных на бин;
- осредненные значения V_{met} и $V_{nacelle}$;
- средние квадратические отклонения $V_{nacelle}$ и V_{met} на бин;

3) график (см. рисунок 2) должен представлять: график разбросов значений $V_{nacelle}$ в сравнении с V_{met}, включая осреднения по бинам;

п) погрешность измерений (приложение Д): необходимо выдвинуть предположения о причине погрешности для всех компонент погрешности, а также предположения относительно компонентов погрешности и корреляционных/некорреляционных погрешностей, как описано в приложениях Д, Е и Ж;

р) отклонения от методики: любые отклонения от требований настоящего стандарта необходимо четко документировать в отдельном пункте отчета. Каждое отклонение необходимо сопровождать указанием технической рациональности и оценкой его влияния на результаты испытаний.

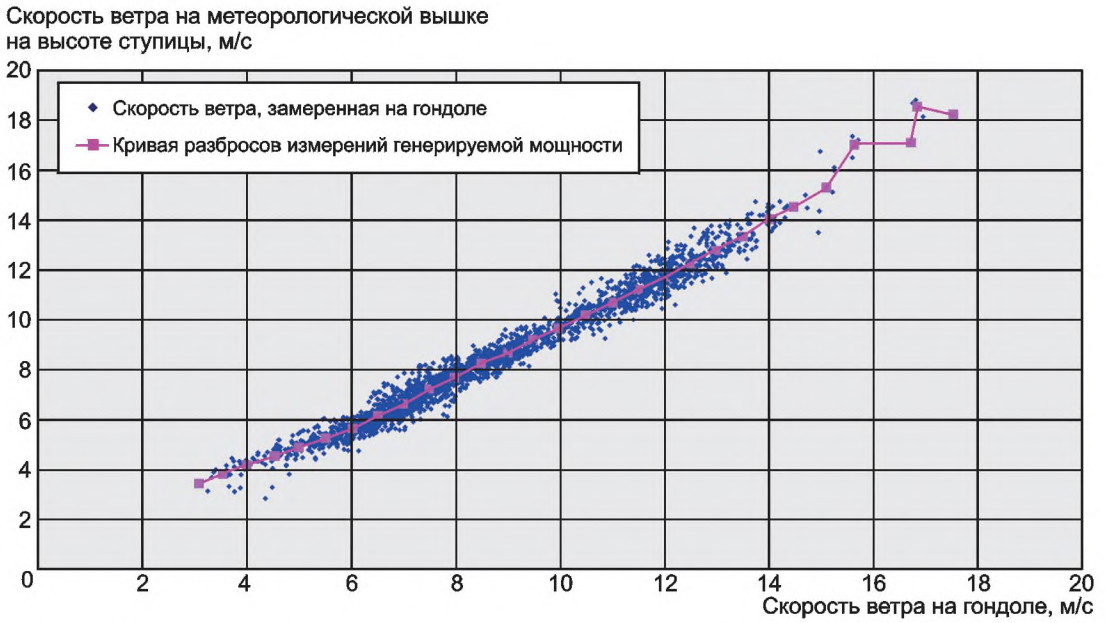


Рисунок 2 — Пример представления данных по передаточной функции, получаемой в соответствии с приложением Г

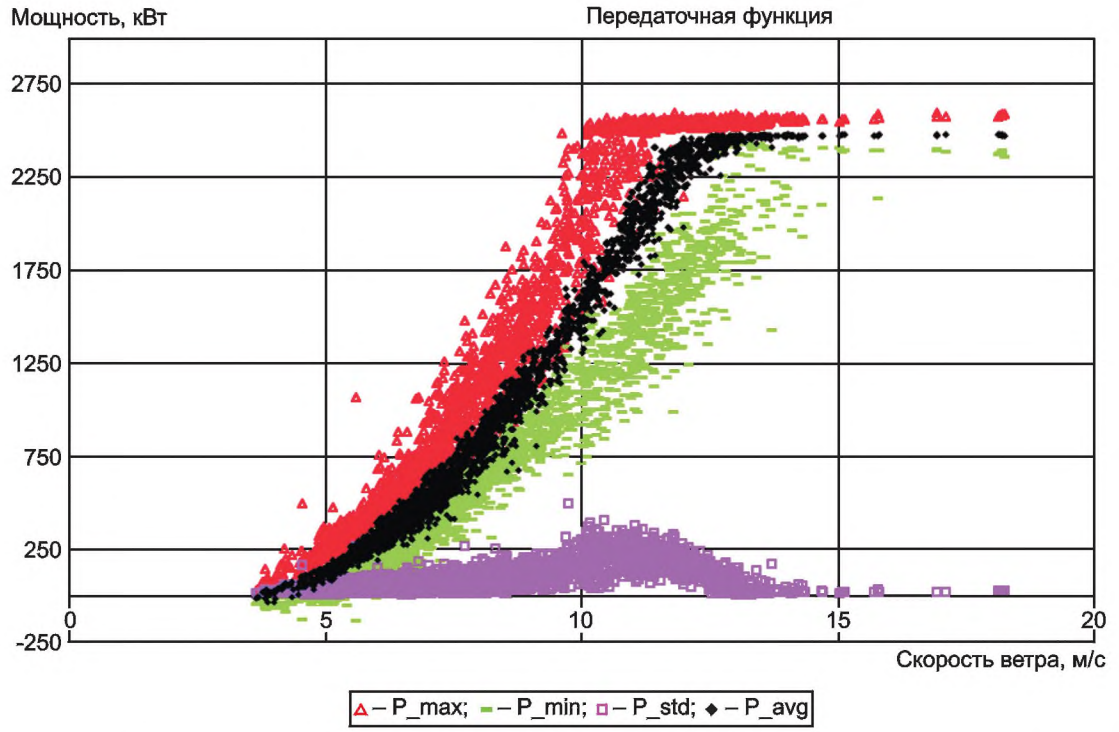
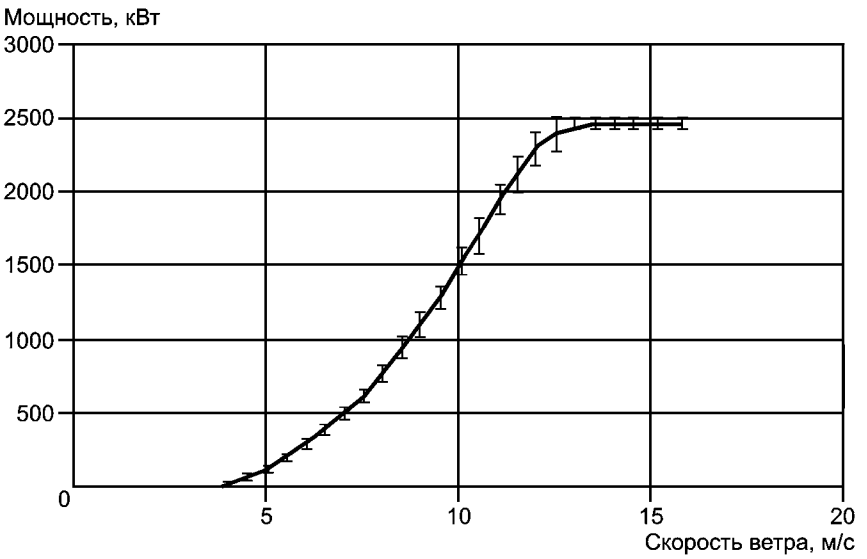
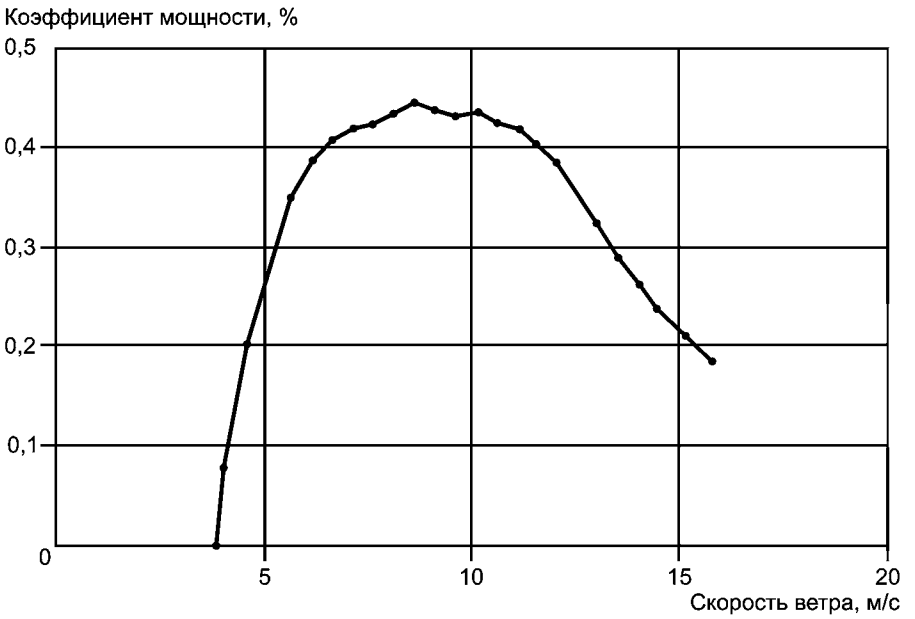


Рисунок 3 — Представление выборочных данных: графики разбросов значений при проверке вырабатываемой мощности на гондоле

Примечание — Соответствующая передаточная функция была использована для проведения оценки скорости свободного ветрового потока, вычисленной исходя из скорости ветра, замеренной на гондоле.



а) Кривая мощности при плотности эталонного воздуха 1,225 кг/м^3



б) Коэффициент мощности C_p при плотности эталонного воздуха 1,225 кг/м^3

Рисунок 4 — Пример выборочных данных: кривая измеренной мощности и кривая C_p

Таблица 4 — Пример представления расчетного годового производства энергии

Расчетное годовое производство энергии (база данных А) Тип ветроэнергетической установки — ветроэнергетическая установка с анемометром на гондоле Опорная плотность воздуха: 1,225 кг/м^3 Отключающая скорость ветра: 25 м/с (экстраполяция постоянной мощностью по последнему бину)					
Средняя годовая скорость ветра на высоте ступицы, (закон Релея) [м/с]	Измеренное *AEP* (кривая измеренной мощности) [МВт·час]	Стандартная погрешность в *AEP* [МВт·час]	Стандартная погрешность в *AEP* %	Экстраполированное *AEP* (экстраполированная кривая мощности) [МВт·час]	
4	1253,24	170,95	14,09	1250,30	
5	2731,64	271,11	9,92	2737,69	
6	4505,28	351,07	7,79	4578,99	
7	6185,94	403,79	6,53	6517,97	неполное
8	7484,09	428,85	5,73	8359,91	неполное
9	8305,56	432,27	5,20	9987,84	неполное
10	8695,33	421,18	4,84	11335,46	неполное
11	8753,42	401,49	4,59	12372,15	неполное

Приложение А
(справочное)

Крепление оборудования на гондоле

А.1 Общие положения

Соответствующее размещение оборудования на гондоле имеет большое значение для получения точных данных при тестировании ВЭУ. В частности, анемометр должен быть установлен таким образом, чтобы минимизировать искажения потока, особенно из-за влияния балки. Анемометр должен быть установлен на гондоле таким образом, чтобы он был нечувствителен к искажению потока, возникающему вследствие сложности окружающей территории. Другое оборудование и предметы устанавливаются на гондоле таким образом, чтобы избежать перекрестного взаимодействия с анемометром.

А.2 Предпочтительный способ установки анемометра

Предпочтительно устанавливать анемометр вертикально на вершине трубы, вдалеке от других устройств или оборудования. Все положения данного раздела должны соблюдаться, чтобы добиться незначительного искажения измерений ветра из-за расположения. Анемометр следует устанавливать на круглой вертикальной трубе такого же внешнего диаметра, что для калибровки, внутри которой к анемометру проходит кабель. Угол отклонения от вертикали должен составлять менее 2°, для остановки рекомендуется использовать уклономер. Диаметр трубы должен быть не больше, чем корпус анемометра. Кронштейн для крепления анемометра к вертикальной трубе должен быть компактным, гладким и симметричным.

А.3 Предпочтительное положение анемометра

Анемометр должен размещаться в плоскости симметрии гондолы. Он должен располагаться вдоль гондолы, в месте где перемещения и колебания незначительные. Подходящее место для размещения анемометра, если возможно, — на линии продолжения центра вышки.

Расстояние между анемометром и центральной линией комли лопасти должно быть не менее 2,5 диаметров комли лопасти. Косой поток ветра снизу или сверху из-за уклона местности должен учитываться, т. к. на анемометр может воздействовать спутная струя от гондолы. В таких ситуациях анемометр должен располагаться ближе к лопасти, т. к. влияние спутной струи от гондолы считается более вредным для потока, чем влияние от спутной струи лопасти.

Вертикальное положение анемометра должно быть таким, чтобы вокруг гондолы не было пограничного слоя. Анемометр не должен быть установлен в спутной струе вихря от комли лопасти из-за возможного резкого перехода от дуговой лопасти к профилированной лопасти. Рекомендуется устанавливать анемометр над линией, наклоненной по потоку на 15°, которая является касательной к самой верхней части гондолы, ступицы или вращающего устройства, как показано на рисунке А.1. Также рекомендуется во избежание влияния корневого вихря устанавливать анемометр за пределами области ±15°, с началом в точке перехода от цилиндрической к профилированной части комли лопасти.

На рисунке А.1 показаны рекомендуемые места расположения анемометра. На данном рисунке D_r — диаметр комли лопасти.

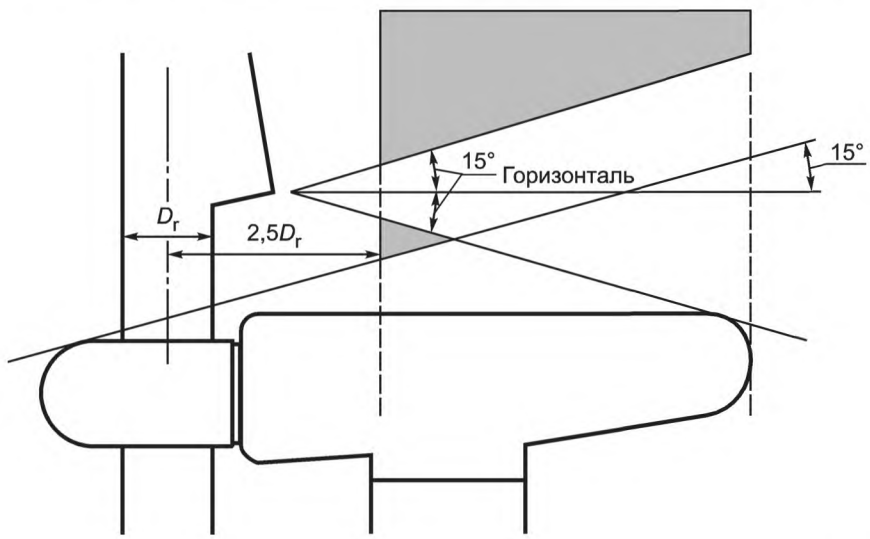


Рисунок А.1 — Установка анемометра на вершине гондолы

Анемометр должен быть установлен внутри огороженного участка.

Приложение Б
(обязательное)

Процедура определения сектора измерений

Б.1 Процедура определения сектора измерений, применяемая при определении передаточной функции (*NTF*) между скоростью свободного ветрового потока и скоростью ветра на гондоле

Для определения *NTF* сектор измерений определяется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54418.12.1.

Б.2 Процедура определения сектора измерений, применяемая при определении кривой мощности на гондоле (*NPC*) (передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле, уже определена)

Соседние ВЭУ, препятствия и рельеф влияют на мощность, генерируемую ВЭУ. В случае анализа генерируемой мощности при помощи измерений скорости ветра на гондоле анемометр располагают в месте, где энергия извлекается из ветра, таким образом, влияние ВЭУ, препятствий и рельефа происходит при неравномерном распределении ветра над плоскостью ротора.

Измерение направления ветра по кривой мощности на гондоле включает две компоненты погрешности, а именно погрешность угла рыскания и погрешность измерения направления ветра на гондоле. Данная потенциально большая погрешность отражена в процедуре определения сектора измерений (см. приложение Д).

Следует отметить, что в Б.3 описывается метод проверки достоверности сектора измерений. Данный метод должен использоваться для проверки сектора измерений, а также, если есть необходимость в уменьшении сектора измерений. Если метод, представленный в Б.3, показывает, что сектор измерений можно увеличить, то это следует сделать.

Б.2.1 Требования к соседним и работающим ветроэнергетическим установкам

На испытательную ВЭУ не должны оказывать влияние соседние ВЭУ. Если соседняя ВЭУ функционирует в любое время во время проведения проверки выработки энергии, необходимо определить и учесть спутную струю от нее в соответствии с данным приложением. Если соседняя ВЭУ все время отключена при проведении проверки выработки энергии, она должна рассматриваться как препятствие в соответствии с Б.2.2.

Минимальное расстояние от испытуемой установки и метеорологической вышки до соседних и работающих ВЭУ должно быть равно двум диаметрам ротора D_n соседней ВЭУ или двум диаметрам ротора D испытуемой установки, если ее диаметр больше. Сектора, исключаемые из-за наличия спутных струй от соседних и работающих ВЭУ, представлены на рисунке Б.1. Необходимо учитывать реальное расстояние L_n и диаметр ротора D_n соседней и работающей ветроэнергетической установки.

Сектора необходимо отцентрировать в направлении от соседней и работающей ВЭУ к испытуемой ветроэнергетической установке. Не должно быть значительных препятствий (например, зданий, деревьев, запаркованных установок) в секторе измерений на соответствующем расстоянии от ВЭУ. Допускается присутствие лишь небольших зданий, имеющих отношение к работе ВЭУ или измерительного оборудования. Для оценки влияния препятствий на ВЭУ на высоте ступицы используют модель препятствия. Критерием отнесения препятствия к категории «крупное» является искажение потока ветра любого направления на 1 % или более в секторе измерения.

Влияние препятствия на метеорологическую мачту или ВЭУ на высоте ступицы z оценивают по следующим формулам:

$$\Delta U_z / U_h = -9{,}75\left(1-P_0\right)\frac{h}{x}\eta\exp\left(-0/67\,\eta^{1{,}5}\right); \qquad (Б.1)$$

$$\eta = \frac{H}{h}\left(K\frac{x}{h}\right)^{\frac{-1}{n+2}}; \qquad (Б.2)$$

$$K = \frac{2k^2}{\ln\frac{h}{z_0}}, \qquad (Б.3)$$

где x — расстояние по потоку от препятствия до ВЭУ, м;
h — высота препятствия минус нулевое смещение, м;
U_h — скорость невозмущенного ветра на высоте h препятствия, м/с;
η — показатель в эпюре распределения скоростей (n = 0,14);
P_0 — пористость препятствия (0 — твердое тело, 1 — препятствие отсутствует);
H — высота ступицы, м;
z_0 — высота неровности, м;
K — число Кармана.

Сектора со значительным препятствием необходимо исключать (см. рисунок Б.1). Необходимо учитывать реальное расстояние L_e и эквивалентный диаметр ротора D_e препятствия. Эквивалентный диаметр ротора препятствия определяется по формуле

$$D_e = \frac{2l_h l_w}{l_h + l_w}, \quad (Б.4)$$

где D_e — эквивалентный диаметр ротора;

l_h — высота препятствия;

l_w — ширина препятствия.

В дополнение к расстоянию и (эквивалентному) диаметру ротора погрешность измерения направления ветра используется для вычисления исключаемого сектора.

После того, как размер возмущенного сектора установлен при помощи рисунка Б.1, исключаемый сектор (сектора) для объекта или соседней ВЭУ может быть вычислен путем прибавления среднеквадратической погрешности сигнала абсолютного направления ветра (например, объединение измерения угла рыскания гондолы и измерения соответствующего направления ветра), к верхнему и нижнему пределу возмущенного сектора для данного объекта и соседней ВЭУ (это означает, что возмущенный сектор увеличивается до величины в два раза больше среднеквадратической погрешности направления ветра.)

Погрешность измерения направления ветра подробно описывается в приложении Д.

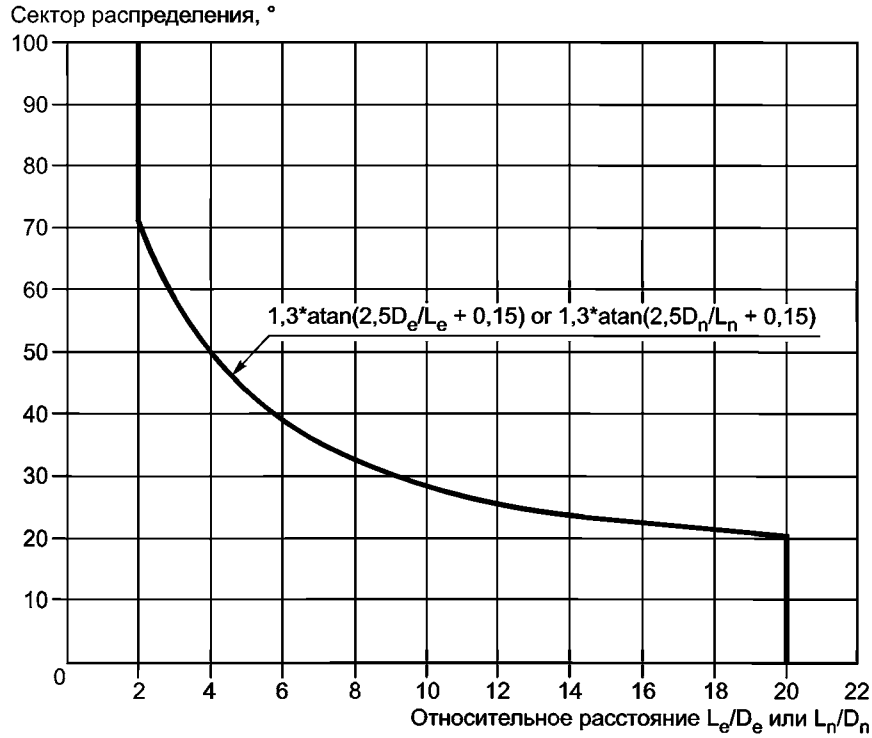


Рисунок Б.1 — Сектора, которые необходимо исключить из-за спутного следа соседних и работающих ВЭУ и значительных препятствий

Б.2.2 Пример

Функционирующая соседняя ВЭУ расположена точно к востоку (на 90°) от испытуемой ВЭУ на расстоянии, в три раза большем диаметра ротора соседней ВЭУ. Это означает, что возмущенный сектор равен 58°. Если среднеквадратическая погрешность измерения направления ветра равна 10°, тогда размер исключаемого сектора будет составлять 78°. Это означает, что данные, когда измеренное направление ветра находится между 51° и 129°, не могут быть использованы.

Б.2.3 Другие факторы, влияющие на сектор измерений

Следует обратить внимание, что при сложном рельефе поток ветра, воздействующий на все ВЭУ, не может быть одного направления. Поэтому геометрическое представление спутных струй в соответствии с вышесказанным не может спрогнозировать все режимы спутных струй для испытуемой ВЭУ.

Необходимо проводить проверку достоверности в соответствии с Б.3. Если выявляются проблемы, сектор необходимо уменьшить, а если обнаруживается большой невозмущенный сектор, он может быть увеличен.

Другие пояснения относительно рассмотрения и расчета возмущенных секторов приведены в ГОСТ Р 54418.12.1.

Б.3 Проверка достоверности для сектора измерений

Б.3.1 Введение

Сектор в стандарте ГОСТ Р 54418.12.1 выбирается таким образом, чтобы испытуемая ВЭУ и метеорологическая вышка подвергались ветрам с одинаковым режимом. Для обеспечения данного факта, ситуации, когда на вышку или ВЭУ воздействуют спутные струи, следует исключить. Кроме того, влияние препятствий на различие в скорости ветра на вышке и на ВЭУ не может превышать 1 %.

Главный аспект при выборе сектора для передаточной функции *NTF* или кривой мощности *NPC* — требовать, чтобы скорость ветра, измеренная анемометром на гондоле, в сочетании с результатами передаточной функции по скорости ветра, которая является характерной для скорости ветра, были свойственны ротору ВЭУ. Многие факторы могут способствовать возникновению ситуации, когда этого нельзя добиться:

- передаточная функция *NTF* может стать недействительной, если угол наклона вертикального потока слишком большой, т. к. требования по сектору не исключают сектора со слишком крутым уклоном. Правильным решением для исключения секторов со слишком большим уклоном вертикального потока является применение проверки достоверности, как описано ниже;
- работа в спутной струе на данный момент исключается. Однако проведение проверки достоверности, как описано ниже, может помочь «открыть» сектор измерений, если будет доказано, что скорость ветра все еще является характерной;
- требование к препятствиям еще труднее интерпретировать, чем при использовании метеорологической вышки, и наиболее уместное требование состоит в том, что препятствие не должно делать недействительным результат измерения *NTF* или использование *NTF* для получения кривой мощности. Самый подходящий способ убедиться в приемлемо низком воздействии препятствия — проведение проверки достоверности.

По ГОСТ Р 54418.12.1 минимальное расстояние до соседних ВЭУ должно быть не меньше двух диаметров ротора. В ГОСТ Р 54418.12.1 данное требование накладывается для достижения скорости ветра на вышке, характерной для ротора ВЭУ. Однако даже в случае наличия соседней ВЭУ на более близком расстоянии ВЭУ будет иметь кривую мощности, а *NTF* может быть действительной. Правильным решением для исключения секторов со слишком большим влиянием очень близко расположенных соседних ВЭУ является проведение проверки достоверности сектора, как описано ниже.

Б.3.2 Процедура проверки достоверности

Сектора, в которых измерение скорости ветра при помощи анемометра на гондоле в сочетании с передаточной функцией по скорости ветра не является характерной для скорости ветра, свойственной ротору испытуемой ВЭУ, должны быть исключены из испытания. Такие сектора могут образовываться из-за влияния:

- спутных струй от соседних ВЭУ;
- препятствий;
- наклонного потока воздуха.

Сектора, в которых передаточная функция *NTF* теряет свою действительность, должны быть оценены при помощи следующей проверки достоверности сектора:

Б.3.2.1 Следует оценить начальную кривую мощности *NPC* для сектора, который оценен по ГОСТ Р 54418.12.1. Если невозможно использовать достаточно большой сектор в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1, необходимо оценить кривую мощности по всем направлениям ветра. Необходимо выполнить осреднение скорости ветра в бинах в виде функции на выходную мощность (обратная кривая мощности *NPC*).

Б.3.2.2 Обратная кривая мощности *NPC* используется для оценки того, является ли скорость ветра характерной для ротора ВЭУ по измерениям фактической мощности для каждого 10-минутного интервала, в течение которого ВЭУ функционировала. Данная оценка должна охватывать все направления ветра, а не только направления ветра, применяемые для оценки кривой мощности *NPC.*

Для постоянно контролируемых ВЭУ скорость ветра, вычисленная из выходной мощности, должна быть нормализована по опорной плотности воздуха, которая используется для оценки кривой мощности *NPC.*

Для этого формула (5) должна быть применена в обратной зависимости. Для ВЭУ с регулированием срыва потока измеренная мощность должна быть нормализована по опорной плотности воздуха до проведения оценки скорости ветра в соответствии с обратной кривой мощности *NPC.* Для этого формула (4) должна быть применена в обратной зависимости.

Б.3.2.3 В идеале, скорость ветра, вычисленная из выходной мощности *VP*, должна быть идентична скорости ветра, определенной при помощи анемометра на гондоле с применением V_{free}. Соотношение *VP* к V_{free} должно рассматриваться в виде функции направления ветра. Для этого следует рассматривать только скорости ветра выше 4 м/с и ниже номинальной скорости ветра (линейная часть кривой мощности). Соотношение *VP* к V_{free} для данных, отфильтрованных таким способом, должно быть усреднено в бинах в виде функции направления ветра для секторов шириной 5°.

Б.3.2.4 В секторах, где скорость ветра, определяемая при помощи анемометра на гондоле и передаточной функции *NTF*, является характерной для испытуемой ВЭУ, соотношение *VP* к V_{free} близко в единице. Сектора с критическим наклонением вертикального потока (передаточная функция *NTF* является недействительной), с критическим спутным потоком (при слишком высоком соотношении *VP* к V_{free}) или критическими препятствиями можно четко определить по колебаниям соотношения *VP* к V_{free}, осредненного в бинах. Данные сектора должны быть

исключены из окончательной проверки кривой мощности. Для установления исключаемых секторов необходимо определить колебание соотношения *VP* к V_{free}, осредненного в бинах. Допускается колебание в пределах 0,98—1,02. При определенных обстоятельствах допустимый диапазон может быть расширен до 0,97—1,03, если не указан определенный сектор. Самое большое отклонение осредненного в бинах соотношения *VP* к V_{free} от 1 в выбранном секторе измерений должно рассматриваться как погрешность передаточной функции *NTF* за счет влияния рельефа.

Б.3.2.5 Если обратная кривая мощности *NPC* не была получена из сектора в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1, сектора с самым низким колебанием осредненного в бинах соотношения *VP* к V_{free} следует рассматривать как подходящие сектора для проверки кривой мощности. В этом секторе осредненное в бинах соотношение *VP* к V_{free} может отклоняться от 1, т. к. данные из неподходящих секторов могут влиять на обратную кривую мощности *NPC*. В этом случае максимальное отклонение по данному стабильному соотношению *VP* к V_{free} должно быть определено для выявления окончательного сектора для расчета кривой мощности (например, ±0,02).

Б.3.2.6 Обратная кривая мощности *NPC* должна быть переоценена исходя из установленного измерительного сектора, и проверка достоверности сектора должна быть повторно проведена с использованием пересчитанной кривой мощности *NPC*. При необходимости сектор измерений должен быть откорректирован в соответствии с результатами повторного испытания. Если в корректировке будет необходимость, тогда обратную кривую мощности необходимо снова пересчитать, и заново провести проверку достоверности. Это необходимо проводить до тех пор, пока процедура не будет доведена до конца.

Примечание — Обычно для завершения процедуры необходим один цикл, то есть повторения испытания не требуется.

Пример результата проверки достоверности сектора показан на рисунке Б.2.

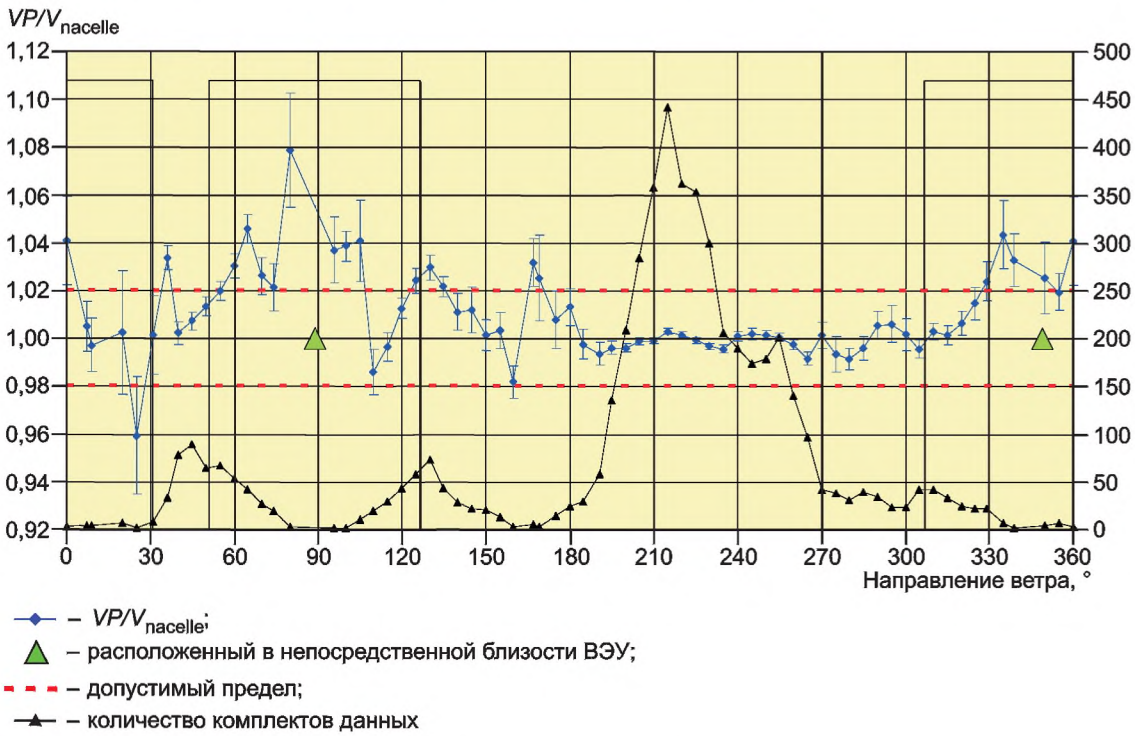


Рисунок Б.2 — Пример результата проверки достоверности сектора

На вышеприведенном рисунке черта с ромбами означает статистическую погрешность осредненного по бинам соотношения *VP* к $V_{nacelle}$. Заштрихованные сектора означают сектора, которые необходимо исключить при проверке кривой мощности в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1 по причине спутных потоков от соседних ВЭУ. В направлениях соседних ВЭУ (обозначены на рисунке Б.2 треугольниками) значение *VP* явно увеличивается по сравнению с V_{free}.

Приложение В
(обязательное)

Процедура оценки передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле (*NTF*)

На передаточную функцию могут оказать значительное влияние оборудование ВЭУ и система ее управления. В данном приложении приводятся критерии, которые необходимо проверить, чтобы сделать вывод: можно ли передаточную функцию, замеренную для одной ВЭУ, использовать для других ВЭУ. Критерии в данном приложении имеют отношение к сравнению измерения передаточной функции *NTF* на одной ВЭУ и применению передаточной функции *NTF* для другой ВЭУ (или для этой же ВЭУ в более поздний срок). Перед началом испытания необходимо проверить следующие требования к процедуре измерения согласно В.1.

В.1 Процедура измерения

Время усреднения результатов, используемых для расчета передаточной функции *NTF*, должно равняться времени усреднения результатов, используемых для расчета кривой мощности *NPC*.

В.1.1 Анемометр, установленный на гондоле

В.1.1.1 Анемометр и флюгер должны быть одного типа.

В.1.1.2 Место расположения анемометра и флюгера должно быть одним (относительно крепежной конструкции) в пределах 5 мм.

В.1.1.3 Крепежные конструкции анемометра и флюгера должны быть одинаковыми и располагаться на гондоле в одном месте в переделах 100 мм.

В.1.2 Другое оборудование ВЭУ

В.1.2.1 Тип лопасти должен быть одинаковым, включая аэродинамические устройства, установленные на лопасти.

В.1.2.2 Форма лопасти должна быть одинаковой в пределах 100 мм.

В.1.2.3 Оборудование, установленное на гондоле (такое, как авиационные маяки), должно иметь одинаковое расположение и размер в пределах 100 мм.

В.1.3 Управление ВЭУ

В.1.3.1 Контрольное программное обеспечение и версия программного обеспечения должны быть одинаковыми.

В.1.3.2 Все параметры, имеющие отношение к контролю положения тангажа, рыскания, скорости вращения, мощности, и любые другие параметры, которые могут повлиять на передаточную функцию *NTF*, должны быть одинаковыми; это необходимо проверить путем сравнения определенных параметров и их соответствующих значений.

В.1.3.3 Рабочий режим (например, малошумная работа) должен быть одинаковым.

В.1.3.4 Если какие-либо из данных оценочных критериев не выполняются, должна использоваться другая передаточная функция. Проверка достоверности должна быть подробно представлена в отчете таким образом, чтобы каждая из 9 проверок по данному приложению подтверждалась доказательствами.

Приложение Г
(обязательное)

Процедура измерения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле (*NTF*)

Г.1 Общие положения

Передаточную функцию скорости ветра, замеренной на гондоле, следует измерять на соседней ВЭУ, расположенной в месте с таким же рельефом, что и исследуемая ВЭУ, т. к. передаточная функция *NTF* будет использоваться для определения кривой мощности *NPC*. Если это невозможно, тогда передаточную функцию скорости ветра, замеренной на гондоле, следует измерять на равнинной местности.

Процедура измерения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, предназначена для оценки влияния ротора ВЭУ на скорость ветра на гондоле, а также для количественной оценки соотношения скорости свободного ветрового потока к скорости ветра на гондоле. Передаточную функцию скорости ветра, замеренной на гондоле, следует установить путем измерения, практически идентичного измерениям по ГОСТ Р 54418.12.1. Все требования ГОСТ Р 54418.12.1 должны выполняться до тех пор, пока данное приложение не будет расходиться с указанным стандартом.

Главный результат измерения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, — таблица или эмпирическая функция коэффициентов коррекции для всех замеренных скоростей ветра. Другой результат — оценка погрешности данных поправочных коэффициентов. Данное испытание также может предоставить информацию, объясняющую переход к допустимому сектору измерений.

Г.2 Испытательная установка и оборудование

Сигналы, которые необходимо измерить:
- скорость ветра на метеорологической вышке;
- направление ветра на метеорологической вышке;
- мощность ВЭУ;
- температура воздуха;
- атмосферное давление;
- сигнал состояния подключения ветроэнергетической установки к сети.

Система сбора данных может быть внешней, это может быть система диспетчерского управления и сбора данных ВЭУ или объединение обеих систем.

Если используется несколько систем сбора данных, во время измерений необходимо проверять, чтобы синхронизация между любыми измерительными системами не отклонялась более чем на 1 % времени осреднения. Любые отклонения и/или поправки необходимо фиксировать в отчете.

В случае использования системы диспетчерского управления и сбора данных ВЭУ (например, SCADA — система), калибровка и точность цепочки системы данных (передача, согласование сигналов и запись данных) должны проверяться путем подачи известных сигналов на выводы датчика и сравнения входных данных с зафиксированными значениями. Это необходимо проводить при помощи оборудования, калибруемого в соответствии с нормативными документами. Погрешность системы сбора данных должна быть незначительной по сравнению с погрешностью датчиков. Кроме того, все калибровки, применяемые смещения или поправки, накладываемые на систему диспетчерского управления и сбора данных ВЭУ должны быть зафиксированы в отчете таким образом, чтобы определить, какие калибровки, применяемые смещения или поправки, накладываемые на данные, могут быть невыполненными в процессе обработки данных.

В дополнение к требованиям ГОСТ Р 54418.12.1 должны быть измерены следующие параметры:
- скорость ветра на гондоле;
- направление ветра на гондоле;
- положение гондолы.

Следующие параметры можно измерить для установления достоверности измеренной передаточной функции для будущего использования:
- скорость вращения ротора;
- угол (углы) наклона.

Вместо измерения данных сигналов для будущей проверки достоверности можно задокументировать версию программного обеспечения, соответствующие параметры и их значения.

Анемометр, установленный на гондоле, должен быть откалиброван в соответствии с приложением И. Анемометры должны быть любого типа в соответствии с приложением И. Анемометр, установленный на гондоле, должен быть откалиброван после измерений или проверен на месте в соответствии с процедурой калибровки по месту, описанной в стандарте ГОСТ Р 54418.12.1. Обратите внимание, что калибровка по месту — более сложная по сравнению с калибровкой на метеорологической вышке из-за закрутки ротора, и иногда нет возможности или не удается провести калибровку по месту по этой причине. Рекомендуется проводить калибровку после измерений в аэродинамической трубе.

Сигнал направления ветра на гондоле должен быть проверен на месте для определения надлежащего функционирования и установления относительного севера (относительно положения рыскания гондолы). Положение рыскания гондолы должно быть проверено с целью определения надлежащего функционирования и установления фактического севера.

Г.3 Калибровка площадки

Калибровки площадки должна быть проведена в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1 и данные калибровки используются при замере скорости ветра на опорной метеорологической вышке. Допустимы следующие изменения в процедуре калибровки площадки по отношению к ГОСТ Р 54418.12.1:

1) при оценке данных калибровки площадки необходимо выявить изменения в результатах калибровки площадки по скорости ветра в дополнение к изменениям по направлению ветра. Это приведет к корректирующим значениям потока в виде функции скорости данных по бинам, а также направления ветра. Бины скорости ветра должны быть шириной 0,5 м/с и должны быть сконцентрированы на целых кратных 0,5 м/с;

2) линейная регрессия скорости ветра от опорной метеорологической вышки по отношению к скорости ветра от временной метеорологической вышки для каждого бина направления ветра может быть составлена для определения изменения в скорости ветра и получения улучшенных характеристик в случае наличия смещений. В этом случае поправочные коэффициенты для потока являются результирующей формулой регрессии на бин направления ветра;

3) дополнительный анализ, который может быть проведен, — калибровка площадки по направлению ветра для установления различия в направлении ветра между постоянной метеорологической вышкой и временной вышкой в виде функции скорости ветра и направления ветра на временной вышке.

Причиной для проведения данной оценки является влияние ротора ВЭУ на направление ветра на гондоле, а также на скорость ветра на гондоле. Более точный результат можно получить путем наложения передаточной функции *NTF* и на скорость ветра и на направление ветра. Передаточную функцию *NTF* для направления ветра можно получить на основе тех же данных, что и для передаточной функции *NTF* по скорости ветра. Но для установления передаточной функции по направлению ветра влияние рельефа необходимо отделить от влияния ротора. Калибровка площадки по направлению ветра будет фокусироваться на смещениях вместо соотношений. Без учета влияния рельефа и/или ротора на направление ветра будет увеличиваться погрешность абсолютного направления ветра и следовательно будет уменьшаться сектор измерений при расчете кривой мощности.

Точная процедура, используемая для проведения калибровки площадки по скорости ветра и возможно направлению ветра, должна быть зафиксирована в отчете настолько подробно, чтобы ее можно было просмотреть и при необходимости повторить. Оценка погрешности для всех результатов по калибровке площадки должна быть проведена и зафиксирована в отчете.

Г.4 Процедура измерения

База данных должна быть установлена в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1 со следующими изменениями:

- данные должны быть отфильтрованы, используя сигналы состояния ВЭУ при работе в сети, а не готовой к эксплуатации ВЭУ;
- база данных должна считаться полной, если соответствует критериям 8.8 настоящего стандарта;
- данные метеорологической вышки должны быть отсортированы по бинам по скорости ветра на гондоле в соответствии с методом бинов, описанным в ГОСТ Р 54418.12.1 при скорости ветра на гондоле на оси *X*. Затем необходимо провести линейную интерполяцию бинов. Используя данные из базы, должна быть вычислена V_{free} при помощи следующей формулы:

$$V_{free} = \frac{V_{met,i+1} - V_{met,i}}{V_{nacelle,i+1} - V_{nacelle,i}}\left(V_{nacelle} - V_{nacelle,i}\right) + V_{met,i}, \qquad (Г.1)$$

где $V_{nacelle,i}$ и $V_{nacelle,i+1}$ — осредненные значения скорости ветра на гондоле в бине i и i+1;

$V_{met,i}$ и $V_{met,i+1}$ — осредненные значения скорости ветра на метеорологической вышке в бине i и i+1, при необходимости должны накладываться поправочные коэффициенты потока, взятые из калибровочного измерения площадки;

$V_{nacelle}$ — измеренное значение анемометра на гондоле, для которого мы хотим провести оценку скорости свободного ветрового потока;

V_{free} — скорость свободного ветрового потока, полученная на основе скорости ветра, замеренной на гондоле и на метеорологической вышке ($V_{nacelle}$ и V_{met} соответственно).

Передаточная функция (*NTF*) определяется как V_{free} в виде функции $V_{nacelle}$ на бин.

В качестве альтернативы функция V_{free} на оси *y* и $V_{nacelle}$ на оси *x* (для бинов по $V_{nacelle}$) может быть приведена в соответствие с математической функцией. Должен использоваться взвешенный подбор, иначе самая низкая

и самая высокая скорости ветра будут оказывать самое сильное влияние на подобранный результат, что нежелательно. В отчете необходимо указать, как осуществлялся подбор, и какая весовая функция использовалась, а также какое влияние оказала погрешность на подобранный результат. Передаточная функция *NTF* является действительной только для промежутка, начиная с бина самой низкой скорости и ветра и до бина самой высокой скорости ветра, экстраполяция передаточной функции *NTF* не допускается.

Подобной процедурой можно воспользоваться при создании передаточной функции *NTF* по направлению ветра; донная процедура будет концентрироваться больше на смещениях, чем на соотношениях.

Г.5 Проверка качества данных

Проверка качества данных должна проводиться в соответствии с 8.5.

Кроме того, необходимо создать и просмотреть графики соответствующих сигналов для проверки предоставленного оборудования метеорологической вышки и описания схемы испытательной площадки на правильность.

Пример — Следует построить график отношения данных первичного и контрольного анемометра, осредненных за 10-минутный интервал в зависимости от направления ветра. Для этого необходимо сравнить место расположения (градусы относительно фактического севера или другого опорного направления) крепежной конструкции (одиночная опция установки анемометра на высоте ступицы) или место нахождения спутных струй от первичного/контрольного анемометра (двойная опция установки анемометра на высоте ступицы) исходя из этих графиков с расположением оборудования по документации. Данные графики могут быть также использованы для проверки местоположения задокументированной ВЭУ по отношению к метеорологической вышке путем сравнения установленного центра спутного потока ВЭУ с ожидаемым значением. В данном анализе, если возможно, необходимо изучить и откорректировать расхождения. Неразрешенные расхождения должны быть зафиксированы в отчете по измерениям.

Г.6 Результаты, получаемые выводом

Результаты, получаемые выводом:

1) передаточная функция (*NTF*) для скорости ветра, описывающая V_{free} в виде результата по бинам или математической функции $V_{nacelle}$, осредненной по бинам;

2) калибровка площадки (если требуется, по ГОСТ Р 54418.12.1) выраженная в виде:

- поправочных коэффициентов потока по бинам направления ветра;
- поправочных коэффициентов потока по бинам скорости ветра и направления ветра;
- параметров линейной регрессии по бину направления ветра;

3) (необязательно) передаточная функция (*NTF*) для направления ветра;

4) выраженная в виде смещения по бину скорости ветра или в виде математической функции скорости ветра на гондоле;

5) (необязательно) калибровка площадки для направления ветра, выраженная в виде:

- смещений по бину направления ветра;
- смещений по бину скорости ветра и направления ветра;
- параметров линейной регрессии по бину направления ветра;

6) результаты проверки достоверности в соответствии с Г.8 ;

7) анализ погрешности по всем полученным результатам в соответствии с Г.9.

8) отчет по передаточной функции *NTF* в соответствии с Г.10.

Г.7 Проверка устойчивости направления ветра

Измеренная передаточная функция может показать бóльшую изменчивость при определенных направлениях ветра. Причиной может служить рельеф местности, но, кроме того, направление ветра может быть сильно неустойчивым, если ветер не относится к преобладающему направлению ветра. Рекомендуется провести анализ изменчивости передаточной функции для направления ветра следующим образом:

- наборы данных, на которых основывается передаточная функция, должны быть рассортированы по бинам направления ветра шириной 10°, сформированным по целым кратным 10°. Если ранее проводилась калибровка площадки, рекомендуется использовать бины того же самого направления для отображения влияния направления при калибровке площадки на передаточную функцию. V_{free} должна быть усреднена для каждого бина, а среднее квадратическое отклонение V_{free} должно быть вычислено для каждого бина направления для ограниченного диапазона скорости ветра (обычно начиная от скорости ветра включения до средних скоростей ветра), где можно добиться линейного соотношения $V_{nacelle}$ и V_{free}.

Среднее и среднее квадратическое отклонение должны быть показаны на графиках в зависимости от направления ветра, осредненного для каждого бина. Этот график покажет, является ли передаточная функция

чувствительной по отношению к направлению ветра. Если прослеживается четкое влияние направления ветра, то сектор измерения может быть уменьшен и может включать только те направления, которые показывают непротиворечивый результат.

В тех случаях, когда сектор уменьшается, проверка достоверности, проводимая в соответствии с Г.8, должна показать очевидность усовершенствования передаточной функции *NTF*.

Г.8 Проверка достоверности кривой мощности *NPC*

Скорость ветра на гондоле должна быть откорректирована исходя из полученной передаточной функции, а кривая мощности и *AEP* должны быть вычислены на основе откорректированной скорости ветра. Дополнительно можно сделать поправку на направление ветра по полученной передаточной функции для направления ветра.

Кривая мощности и *AEP* должны также опираться на измерения и метод, описанный в ГОСТ Р 54418.12.1, с той лишь разницей, что должна быть проведена фильтрация сигналов ВЭУ, работающей в сети. Та же самая база действительных измеренных данных должна использоваться для обоих анализов при ограниченном диапазоне скорости ветра, если необходимо, для обеспечения покрытия одного и того же диапазона скорости ветра. Оба результата необходимо сравнить в виде кривых мощности по бинам, а также в виде *AEP*. Максимальное различие по мощности на бин должно составлять 1 %. Максимальное различие по *AEP* должно составлять 1 % для среднегодовой скорости ветра на высоте ступицы от 4 до 11 м/с согласно 9.3.

Если проверка достоверности не удовлетворяет вышеперечисленным критериям, должна быть рассмотрена и откорректирована основная причина, либо возможно использование другого метода. Если основная причина расхождения не может быть определена и пока различия в рассортированным по бинам мощности и *AEP* составляют менее 3 %, дополнительная погрешность должна быть оценена, задокументирована и зафиксирована в отчете. Если различия составляют более 3 %, необходимо провести новое испытание.

Г.9 Погрешность

Погрешность передаточной функции(ий) *NTF* должна быть вычислена в соответствии с приложениями Д, Е и Ж.

Г.10 Требования к отчетности

Кроме требований к документации, изложенных в ГОСТ Р 54418.12.1, должны выполняться следующие требования:

- точное положение конструкции крепления гондолы с точностью до 10 мм должно быть зафиксировано в отчете. Опорная точка, по отношению к которой измеряются все расстояния, должна быть четко определена;
- точное место крепления анемометра на крепежной конструкции гондолы должно быть зафиксировано в отчете с точностью до 1 мм;
- должны быть сделаны фотографии всей гондолы и крепежной конструкции гондолы для точного воспроизведения схемы измерений;
- тип анемометра на гондоле, серийный номер и данные о калибровке должны быть зафиксированы в отчете;
- установка гондолы на направление ветра должна быть зафиксирована в отчете с точностью до 1°;
- точный метод фильтрации, используемый для создания передаточной функции *NTF*, кривая мощности исходя из установки гондолы на скорость свободного ветрового потока и кривая мощности на основе ГОСТ Р 54418.12.1 должны быть отражены в отчете для установления точных критериев фильтра и точного объема удаленных данных на интервал фильтрации;
- тип передаточной функции (например, полиномиальная, по бинам) и используемая весовая функция (если применяется) должны быть отражены в отчете;
- представление измеренных данных:
  - а) график разбросов средней скорости свободного потока в виде функции скорости ветра на гондоле. Пример приведен на рисунке Г.1;
  - б) кривая мощности, вычисленная при помощи откорректированной скорости ветра на гондоле. Пример приведен в таблице Г.1;
  - в) кривая мощности на основе измерений и метода ГОСТ Р 54418.12.1 с той разницей, что необходимо провести фильтрацию данных ВЭУ, работающей в сети. Пример приведен в таблице Г.1;
  - г) значения *AEP* для среднегодовых скоростей ветра в виде целых чисел скорости ветра от 4 до 11 м/с для обеих кривых мощности;
  - д) относительные разности в мощности между обеими кривыми мощности для каждого бина скорости ветра;
  - е) относительные разности в *AEP* между обеими кривыми мощности для каждой среднегодовой скорости ветра.

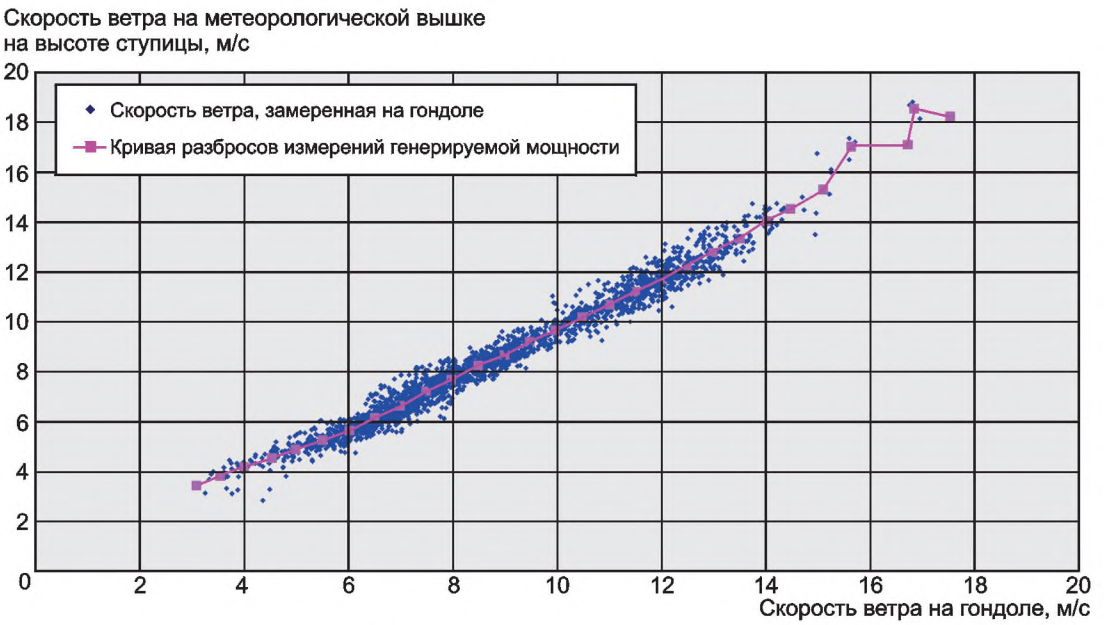


Рисунок Г.1 — Передаточная функция *NTF* для скорости ветра

Таблица Г.1 — Пример представления кривой измеренной мощности на основе данных с метеорологической вышки для проверки достоверности

ВЭУ с метеовышкой по ГОСТ Р 54418.12.1							
Относительная плотность воздуха 1,225 кг/м^3					Категория А	Категория В	Суммарная погрешность
Номер бина	Скорость ветра на высоте ступицы [м/с]	Выходная мощность мощность [кВт]	C_p	Номера наборов данных №	Стандартная погрешность s_i [кВт]	Стандартная погрешность u_i [кВт]	Стандартная погрешность $u_{c,i}$ [кВт]
7	3,40	–19,7	–0,144	4	9,75	20,82	22,99
8	4,02	24,1	0,107	19	6,99	22,24	23,31
9	4,55	78,3	0,239	37	6,57	24,63	25,49
10	5,03	138,2	0,312	84	5,17	27,41	27,89
11	5,54	220,3	0,373	130	4,86	32,67	33,03
12	6,01	303,5	0,402	194	4,78	35,81	36,13
13	6,50	394,7	0,414	229	4,48	39,05	39,31
14	6,99	492,3	0,414	205	5,06	42,30	42,61
15	7,49	609,1	0,417	209	5,70	51,01	51,33
16	7,97	762,9	0,433	171	8,80	69,46	70,02
17	8,50	927,1	0,434	173	9,56	71,87	72,50
18	9,00	1091,6	0,431	113	11,07	79,02	79,80
19	9,51	1307,9	0,437	112	12,99	105,41	106,21
20	10,02	1534,6	0,439	64	17,93	115,94	117,32
21	10,52	1755,3	0,434	101	15,10	117,85	118,81
22	11,01	1950,7	0,421	105	13,83	114,28	115,12
23	11,49	2111,6	0,400	19	14,91	98,59	99,71
24	11,99	2292,7	0,383	103	10,40	111,80	112,28
25	12,52	2381,4	0,349	76	8,32	60,78	61,35
26	12,96	2435,1	0,322	50	4,63	49,97	50,19
27	13,49	2456,7	0,288	32	4,39	34,86	35,13
28	13,98	2465,0	0,260	17	2,27	32,73	32,80
29	14,45	2468,6	0,235	12	1,40	32,35	32,38
30	14,96	2471,0	0,212	3	0,61	32,31	32,31

Приложение Д
(обязательное)

Оценка погрешности измерений

Д.1 Общие положения

В данном приложении представлены требования к определению погрешности измерений. Теоретическая база по определению погрешности методом бинов с проработанным примером оценки погрешности приведена в приложении Ж.

Передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле, и кривая мощности на гондоле должны быть дополнены оценкой погрешности результатов из-за погрешности измерений, а также других факторов, таких как рельеф. Согласно ГОСТ Р 54418.12.1 существуют погрешности двух типов: категории А, величину которых можно установить из измерений, и категории В, которые оценивают другими средствами. Для обеих категорий погрешности выражают в виде средних квадратичных отклонений и называют стандартными погрешностями.

Д.2 Измеряемые величины

В таблицах Д.1 и Д.2 представлен минимальный список параметров погрешности, которые необходимо включить в расчет погрешности передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле, и кривой мощности для гондолы, соответственно.

Таблица Д.1 — Перечень компонент погрешности для оценки передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле

Измеряемый параметр	Компонента погрешности	Категория погрешности
Калибровка местности (если проводится)	Опорное положение	
	Калибровка анемометра	B
	Рабочие характеристики	B
	Влияние монтажа	B
	Система сбора данных	B
	Положение ВЭУ	
	Калибровка анемометра	B
	Рабочие характеристики	B
	Влияние монтажа	B
	Система сбора данных	B
	Сезонные изменения	B
	Статистические изменения	A
Скорость свободного ветрового потока	Калибровка анемометра	B
	Рабочие характеристики	B
	Влияние монтажа	B
	Калибровка местности (если проводится)	B
	Система сбора данных	B
Скорость ветра на гондоле	Калибровка анемометра из-за скорости ветра (для акустических анемометров)	B
	Калибровка анемометра из-за направления ветра (для акустических анемометров)	B
	Рабочие характеристики	B
	Влияние монтажа	B
	Система сбора данных	B
Передаточная функция	Погрешность типа А в регрессии передаточной функции или осредненных значениях бина (при необходимости)	A
Метод	Сезонные изменения	B

Таблица Д.2 — Перечень компонент погрешности для оценки кривой мощности на гондоле

Измеряемый параметр	Компонента погрешности	Категория погрешности
Электрическая мощность	Трансформаторы тока	B
	Трансформаторы напряжения	B
	Датчик мощности или устройство измерения мощности	B
	Измерение динамической мощности	B
	Система сбора данных	B
	Колебания электрической мощности	A
Скорость ветра	Калибровка анемометра на гондоле из-за скорости ветра	B
	Калибровка анемометра на гондоле из-за направления	B
	Рабочие характеристики	B
	Влияние монтажа	B
	Искажение потока из-за местности (приток)	B
	Передаточная функция скорости ветра, замеренной на гондоле	B
	Система сбора данных	B
Температура воздуха	Датчик температуры	B
	Защита от солнечных лучей	B
	Влияние монтажа	B
	Система сбора данных	B
Давление воздуха	Датчик давления	B
	Влияние монтажа	B
	Система сбора данных	B
Метод	Поправка на плотность воздуха	B
	Сезонные изменения	B
	Изменения в притоке воздуха к ротору	B
	Влияние турбулентности на сортировку по бинам	B

Компоненты, представленные в таблицах Д.1 и Д.2, составляют минимальный перечень компонент погрешности. При необходимости компоненты могут быть добавлены.

Примечание — Метод настоящего стандарта основан на безусловном допущении о том, что средняя мощность, генерируемая ветроэнергетической станцией за 10 мин, полностью определяется одновременно замеряемыми в течение 10 мин средней скоростью ветра при помощи анемометра на гондоле (относится к скорости свободного ветрового потока, определяемой при помощи специального измерения передаточной функции скорости ветра, замеренной на гондоле) и плотностью воздуха. Другие параметры потока влияют на генерируемую мощность и передаточную функцию скорости ветра, замеренной на гондоле. Таким образом, одинаковые ВЭУ будут вырабатывать различное количество энергии и различные скорости ветра на гондоле в разных местах, даже если скорость свободного ветрового потока на высоте ступицы и плотность воздуха будут одни и те же. К таким параметрам относятся турбулентные флуктуации скорости ветра (в трех направлениях), наклонение вектора потока относительно горизонтальной шкалы турбулентности и сдвиг средней скорости по ротору. Кривая мощности меняется от площадки к площадке, но поскольку другие оказывающие влияние параметры не измеряются и не учитываются, изменение кривой мощности расценивается как погрешность. Такая явная погрешность вытекает из различий в мощности, получаемой в различных топографических и климатических условиях, например, при сравнении *AEP*, замеренной на однородной местности, с *AEP*, замеренной на неоднородной площадке ветряной фермы. Эту явную погрешность сложно выразить количественно. В зависимости от условий на площадке и климата, погрешность может составлять порядка 10 % или выше. Можно ожидать, что погрешность будет увеличиваться с усложнением условий, при которых измерялась передаточная функция скорости ветра на гондоле, и усложнением условий, при которых на кривой мощности на гондоле наблюдаются отклонения от нормы, с усложнением топографии и ростом частоты проявления агрессивных атмосферных условий. Настоящий стандарт рассматривает данный вопрос путем добавления компонент погрешности, таких как сезонные изменения и приток воздуха к ротору.

Д.3 Погрешность направления ветра

Погрешность направления ветра не влияет напрямую на погрешность кривой мощности или погрешность годовой выработки энергии, но влияет на расчет сектора измерений в соответствии с приложением Б. Поэтому некоторые оценки влияния компонент погрешности приводятся в данном приложении.

Погрешность измерения направления ветра включает три компоненты: погрешность положения в плоскости рыскания, погрешность флюгера на гондоле и погрешность системы сбора данных. Кроме того, погрешность положения в плоскости рыскания включает погрешность в регулировке (или установке датчика) и погрешность разрешения сигнала (или погрешность датчика). Погрешность в направлении ветра, замеряемом на гондоле, состоит из погрешности калибровки (только для акустических датчиков), погрешности калибровки по месту, а также воздействия, оказываемого ротором и рельефом на измерения (влияние рельефа включает влияния восходящего потока для определенной местности).

Таблица Д.3 — Компоненты погрешности в абсолютном направлении ветра на гондоле

Измеряемый параметр	Компонента погрешности	Категория погрешности
Положение в плоскости рыскания	Калибровка площадки	В
	Разрешение сигнала	В
Направление ветра, замеренное на гондоле	Калибровка — погрешность установки датчика (только для акустических датчиков)	В
	Калибровка — различия в направлениях ветра, усредненных в бинах, из-за направления ветра (только для акустических датчиков)	В
	Калибровка — различия в направлениях ветра, усредненных в бинах, из-за невертикального потока (только для акустических датчиков)	В
	Регулировка датчика	В
	Влияние ротора на измеренное осредненное направление ветра	В
	Влияние рельефа на измеренное осредненное направление ветра	В
Система сбора данных	Передача сигнала	В
	Точность системы	В
	Согласование сигнала	В

Приложение Е
(обязательное)

Теоретическая основа определения погрешностей измерений методом бинов

Е.1 Общие положения

Скорректированная скорость ветра, полученная при применении передаточной функции (*NTF*), имеет погрешность, связанную с измерением *NTF*, а также с перенесением *NTF* на ту же самую или другие ВЭУ (такого же типа), подвергающиеся режимам притока воздуха, отличающимся от преобладающих режимов во время измерения соотношения *NTF*.

При оценке погрешности $u_{c,\,i}$, в выходной скорости ветра из бина *i* измеренной *NTF* или в мощности в бине *i* кривой мощности *NPC*, в самом общем виде суммарную стандартную погрешность можно выразить следующим образом:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M} \sum_{l=1}^{M} c_{k,i}\, u_{k,i}\, c_{l,i}\, u_{l,i}\, \rho_{k,l,i,j}\,, \qquad (E.1)$$

где $c_{k,i}$ — коэффициент чувствительности компоненты *k* в бине *i*;
$u_{k,i}$ — стандартная погрешность компоненты *k* в бине *i*;
$c_{l,j}$ — коэффициент чувствительности компоненты *l* в бине *j*;
$u_{l,j}$ — стандартная погрешность компоненты *l* в бине *j*;
M — количество компонент погрешности в каждом бине;
$\rho_{k,l,i,j}$ — коэффициент корреляции между компонентой *k* погрешности в бине *i* и компонентой *l* погрешности в бине *j* (на рисунке Е.1 использованы только диагональные элементы *j* = *i*).

Компонента погрешности — индивидуальная исходная величина для определения погрешности каждого измеряемого параметра. Суммарную стандартную погрешность в расчетном годовом производстве энергии, u_{AEP}, в общем виде можно выразить формулой

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_{\text{h}}^2 \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} \sum_{k=1}^{M} \sum_{l=1}^{M} f_i\, c_{k,i}\, u_{k,i}\, f_j\, c_{l,j}\, u_{l,j}\, \rho_{k,l,i,j}\,, \qquad (E.2)$$

где f_i — относительное проявление скорости ветра в интервале скоростей ветра V_{i-1} и V_i: $F(V_i) - F(V_{i-1})$ в бине *i*;
$F(V)$ — интегральная функция распределения вероятности Релея для скорости ветра;
N — число бинов;
N_{h} — количество часов в одном году ≈ 8760.

Чтобы упростить выше приведенные выражения для суммарной погрешности до практического уровня, можно принять следующие допущения:

- компоненты погрешности либо полностью коррелированы (ρ = 1, и для нахождения суммарной стандартной погрешности применяют линейное суммирование); либо независимы (ρ = 0, и для нахождения суммарной стандартной погрешности применяют квадратичное суммирование, то есть суммарная стандартная погрешность равна корню квадратному от суммы квадратов компонент погрешности);
- все компоненты погрешности категории А между собой независимы; компоненты погрешности категорий А и В независимы (они могут быть из одного бина или из разных бинов), в то время как компоненты погрешности категории В находятся в полной взаимной зависимости (например, погрешность датчика мощности в разных бинах).

Следует обратить внимание на то, где кривая мощности *NPC* выводится для нескольких ВЭУ, погрешности измерения *NTF* являются взаимосвязанными между ВЭУ, а компоненты погрешности *NTF*, связанные с условиями местности и притоком воздуха, могут также считаться взаимосвязанными, если только для всех ВЭУ используется одна и та же передаточная функция.

Используя эти допущения, суммарную погрешность мощности в бине $u_{c,i}$, можно представить:

$$u_{c,i}^2 = \sum_{k=1}^{M_{\text{A}}} \tilde{n}_{k,i}^2\, s_{k,i}^2 + \sum_{k=1}^{M_{\text{B}}} \tilde{n}_{k,i}^2\, u_{k,i}^2 = s_i^2 + u_i^2\,, \qquad (E.3)$$

где M_{A} — число компонент погрешности категории А;
M_{B} — число компонент погрешности категории В;
$s_{k,i}$ — стандартная погрешность категории А компоненты *k* в бине *i*;
s_i — суммарные погрешности категории А в бине *i*;
u_i — суммарные погрешности категории В в бине *i*.

Следует заметить, что $u_{c,i}^2$ не зависит от размера бина вследствие зависимости $s_{P,i}$ от числа наборов данных в бине (см. формулу (Е.10)).

После принятия допущений получаем следующую суммарную стандартную погрешность в производстве энергии u_{AEP}:

$$u_{AEP}^2 = N_h^2 \sum_{i=1}^{N} f_i^2 \sum_{k=1}^{M_A} c_{k,i}^2 s_{k,i}^2 + N_h^2 \sum_{k=1}^{M_B} \left(\sum_{i=1}^{N} f_i c_{k,i} u_{k,i} \right)^2 . \quad (E.4)$$

Важность второго члена данного выражения заключается в том, что каждая отдельная компонента категории В относится к соответствующей погрешности *AEP*, что позволяет применить допущение о полной зависимости отдельных компонент в бинах. И наконец перекрестные компоненты суммарной погрешности в виде корня квадратного от суммы квадратов прибавляют к результирующей погрешности определения *AEP*.

Е.2 Перенос погрешностей на этапах измерения *NTF* / *NPC*

Определенные погрешности проходят через различные этапы измерений *NTF*/*NPC* и, следовательно, подвергаются риску быть переоцененными, если применять вышеприведенные допущения относительно независимости погрешностей категории В. Этого можно избежать путем рассмотрения степени отказа погрешностей.

Примеры, приведенные в таблице Е.1, демонстрируют некоторые ситуации, в которых может быть рассмотрена степень отказа погрешностей.

Таблица Е.1 — Примеры источников для анализа степени отказа погрешностей

Источник неопределенности	Степень отказа погрешностей	Условная погрешность
Рабочие характеристики опорного анемометра на опорной вышке во время калибровки площадки с испытательной ВЭУ для проверки передаточной функции *NTF* ВЭУ	Рабочие характеристики опорного анемометра на опорной вышке во время измерения *NTF* на испытательной ВЭУ	Та же модель анемометра (предпочтительнее использовать тот же самый анемометр) используется на опорной вышке во время измерения калибровки площадки и во время измерения *NTF*, а также преобладают одинаковые режимы входящего потока
Влияния монтажа опорного анемометра на опорной вышке во время калибровки площадки с испытательной ВЭУ для проверки передаточной функции *NTF* ВЭУ	Влияния монтажа опорного анемометра на опорной вышке во время измерения *NTF*	Точно такая же крепежная конфигурация используется для опорного анемометра во время калибровки площадки и измерения *NTF*
Рабочие характеристики анемометра на гондоле испытательной ВЭУ во время определения передаточной функции *NTF*	Рабочие характеристики анемометра на гондоле испытательной ВЭУ во время определения кривой мощности *NPC*	Та же модель анемометра на гондоле используется для испытательных ВЭУ *NTF* и *NPC*, и преобладают одинаковые режимы входящего потока
Влияния монтажа для анемометра на гондоле испытательной ВЭУ во время определения передаточной функции *NTF*	Влияния монтажа для анемометра на гондоле испытательной ВЭУ во время определения кривой мощности *NPC*	Точно такая же крепежная конфигурация используется для испытательных ВЭУ *NTF* и *NPC*, и преобладают одинаковые режимы потока
Влияние рельефа на передаточную функцию *NTF* во время измерения *NTF*	Влияние рельефа на передаточную функцию *NTF* во время отклонения кривой мощности *NPC*	Характеристики рельефа для ВЭУ измерения *NTF* и характеристики рельефа для ВЭУ испытания *NPC* одинаковые (то есть в обоих случаях используется одна и та же ВЭУ) или схожие (то есть используются рядом стоящие ВЭУ на одном хребте)

Во всех вышеперечисленных случаях степень отказа будет снижаться, т. к. различия в атмосферных условиях и условиях на площадке, преобладающих во время каждого этапа измерения, будут усиливаться. Данные различия могут возрасти в результате проведения различных этапов измерения в разных местах (например, измерение *NTF* на простой территории и использование *NTF* во время измерения *NPC* на сложной территории) или в разное время года (например, измерение *NTF* летом и измерение *NPC* в этом же или другом месте зимой).

Анализ степени отказа погрешности при анализе погрешности кратко описан в ГОСТ Р 54418.12.1, но в настоящем стандарте он представлен более детально.

Пример неявного анализа степени отказа погрешности можно найти в ГОСТ Р 54418.12.1 (приложение Е), где вычисляются погрешности для калибровки площадки. Рабочие характеристики анемометра являются фактором, влияющим на погрешность калибровки площадки. Т. к. необходимо иметь оба анемометра одного типа, то учтена степень отказа данной компоненты погрешности, и она, следовательно, не включена в расчет.

Примеры в приложении Ж подвергаются оценке погрешностей категорий А и В для каждого бина кривой измеренной мощности. Извлекается погрешность кривой мощности и затем оценивается погрешность *AEP*. Указанные примеры также используют анализ степени отказа погрешности.

Используя объединение компонент погрешности категории В в соответствии с формулой (Е.3) и учитывая факторы степени отказа погрешности, все компоненты погрешности внутри каждого бина следует сначала суммировать для отображения суммарной погрешности категории В каждого измеренного параметра, как, например, для скорости ветра:

$$u_{\mathrm{V},i}^2 = \sum_{k}^{M} I_{\mathrm{V},k}^2 \, u_{\mathrm{V},k,i}^2 , \qquad \text{(E.5)}$$

где $u_{\mathrm{V},i}$ — общая погрешность скорости ветра в бине i;

$u_{\mathrm{V},k,i}$ — стандартная погрешность компоненты скорости ветра k в бине i (см. таблицы Е.2 и Е.3);

$I_{\mathrm{V},k}$ — фактор степени отказа для компоненты погрешности k;

M — количество компонент погрешности скорости ветра. Следует обратить внимание на факторы степени отказа I, включенные в формулу (Е.6). Для $I = 1$ степень отказа не применяется, и формула возвращается к формуле, используемой в стандарте ГОСТ Р 54418.12.1. Для $I<1$ применяется степень отказа, а для $I=0$ применяется полное аннулирование погрешности. При аннулировании необходимо соблюдать следующие правила:

- аннулирование не производится при первом появлении ошибки, только при последующем обнаружении. Если, например, кривая мощности *NPC* извлекается из того же набора данных, что и для передаточной функции *NTF*, нет необходимости дважды учитывать погрешность калибровки анемометра. Таким образом, она будет включена в погрешность *NTF* ($I = 1$), а не в погрешность *NPC* ($I = 0$);
- статистические погрешности никогда не аннулируются, и, таким образом, они не включают компонент аннулирования;
- если накладывается неполное аннулирование в дополнение к вышеприведенному примеру, но в некоторых случаях может накладываться частичное аннулирование;
- оценки, приведенные в приложении Ж, должны подразумеваться как низкие границы для аннулирования, низкие значения могут только использоваться при наличии подтверждения.

Затем стандартные погрешности измеряемых величин могут быть суммированы для получения общей погрешности в бине i, используя формулу (Е.6). Формула (Е.7) может быть использована для вычисления стандартной погрешности *AEP*.

$$u_{\mathrm{c},i}^2 = s_{\mathrm{P},i}^2 + u_{\mathrm{P},i}^2 + c_{\mathrm{V},i}^2 u_{\mathrm{V},i}^2 + c_{\mathrm{T},i}^2 u_{\mathrm{T},i}^2 + c_{\mathrm{B},i}^2 u_{\mathrm{B},i}^2 + c_{m,i}^2 u_{m,i}^2 , \qquad \text{(E.6)}$$

где обозначения в соответствии с таблицей Е.3.

Следует иметь виду, что погрешности из-за системы сбора данных являются частью погрешности каждого измеряемого параметра, а искажение потока из-за рельефа включается в погрешность скорости ветра.

Для вычисления погрешности в *AEP* погрешность каждой компоненты категории В необходимо суммировать по бинам перед прибавлением других компонент, для точного учета корреляций между бинами.

$$u_{\mathrm{AEP}}^2 = N_{\mathrm{h}}^2 \sum_{i=1}^{N} f_i^2 \sum_{k=1}^{M_{\mathrm{A}}} c_{k,i}^2 \, s_{k,i}^2 + N_{\mathrm{h}}^2 \sum_{k=1}^{M_{\mathrm{B}}} \left(\sum_{i=1}^{N} f_i \, c_{k,i} \, I_k \, u_{k,i} \right)^2 . \qquad \text{(E.7)}$$

Формула (Е.7) является идентичной формуле (Е.4), за исключением введения в формулу коэффициента аннулирования I.

Е.3 Погрешности категории А

Единственная, требующая рассмотрения погрешность категории А — это погрешность измеренных и нормализованных данных по электрической мощности в каждом бине, изменения в калибровке площадки (когда проводится) и колебания в передаточной функции *NTF*.

Е.3.1 Погрешность категории А определения электрической мощности

Среднее квадратическое отклонение в распределении нормализованных данных по мощности в каждом бине вычисляется по формуле

$$\sigma_{P,i} = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1}\sum_{j=1}^{N_j}\left(P_i - P_{n,i,j}\right)^2}, \qquad (E.8)$$

где $\sigma_{P,i}$ — среднее квадратическое отклонение нормализованных данных по мощности в бине i;
N_i — число наборов данных за 10-минутный период в бине i;
P_i — нормализованная и осредненная генерируемая мощность в бине i;
$P_{n,i,j}$ — нормализованная генерируемая мощность по набору данных j в бине i.

Стандартную погрешность нормализованной и осредненной мощности в бине определяют по формуле

$$s_i = s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}}, \qquad (E.9)$$

где $s_{P,i}$ — стандартная погрешность мощности категории А в бине i;
$\sigma_{P,i}$ — среднее квадратичное отклонение нормализованных данных по мощности в бине i;
N_i — число наборов данных за 10-минутный период в бине i.

Таблица Е.2 — Перечень погрешностей категории А и В для *NTF*

Категория В: Измерительные приборы	Примечание	Стандарт	Погрешность
Возмущение потока из-за рельефа (калибровка площадки)			$u_{SC,ij}$
Калибровка опорного анемометра	ab	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{SC1,i}$
Рабочие характеристики опорного анемометра	cd	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{SC2,i}$
Влияние монтажа опорного анемометра	c	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{SC3,i}$
Система сбора данных (передача, точность системы и преобразование сигнала)	bcd		$u_{dSC,i}$ $u_{SC4,i}$
Калибровка анемометра, расположенного на ВЭУ *	ab		$u_{SC5,i}$
Рабочие характеристики анемометра, расположенного на ВЭУ	cd	ГОСТ Р 54418.12.1 ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{SC6,i}$ $u_{dSC2,i}$
Влияние монтажа анемометра, расположенного на ВЭУ *	c	ГОСТ Р 54418.12.1	
Система сбора данных (передача, точность системы и преобразование сигнала)	bcd		
Скорость свободного ветрового потока			$u_{FS,I}$
Калибровка опорного анемометра	ab	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{FS1,i}$
Рабочие характеристики опорного анемометра	cd	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{FS2,i}$
Влияние монтажа опорного анемометра	c	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{FS3,i}$
Погрешность калибровки площадки	bc		$u_{FS4,i}$
Система сбора данных (передача, точность системы и преобразование сигнала)	bcd		$u_{dFS,i}$
Скорость ветра на гондоле		ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{N,I}$
Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за скорости ветра	ab		$u_{N1,i}$
Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за направления ветра (для акустического анемометра или крыльчатого анемометра)	b		$u_{N2,i}$ $u_{N3,i}$
Рабочие характеристики анемометра на гондоле	cd	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{N4,i}$
Влияние монтажа анемометра на гондоле	c		$u_{dN,i}$
Система сбора данных (передача, точность системы и преобразование сигнала)	bcd		
Категория В: Метод Метод			
Сезонные изменения (меняющиеся климатические условия), влияющие на *NTF*	d		$u_{m,I}$ $u_{m1,i}$
Сезонные изменения (меняющиеся климатические условия), влияющие на результаты калибровки площадки *	d		$u_{m2,i}$

Окончание таблицы Е.2

Категория В: Измерительные приборы	Примечание	Стандарт	Погрешность
Категория А: Статистические			
Статистическая погрешность в наборе зафиксированных данных			
Изменчивость для *NTF*	e		$s_{NTF,i}$
Изменчивость для калибровки площадки	e		$s_{SC,ij}$

* Параметр, необходимый для расчета погрешностей.

Примечание — Обозначение погрешностей:
a — ссылка на стандарт;
b — калибровка;
c — другой «объективный» метод;
d — «догадка»;
e — статистика.

Таблица Е.3 — Перечень погрешностей категории А и В для *NPC*

Категория В: Измерительные приборы	Примечание	Стандарт	Обозначение	Чувствительность
Выходная мощность	a	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{p,i}$	$c_{P,i} = 1$
Трансформаторы тока	a	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{pl,i}$	
Трансформаторы напряжения	a	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{P2,i}$	
Датчик мощности и прибор для измерения мощности	c		$u_{P3,i}$ $u_{P4,}$	
Измерение динамической мощности	cd		$u_{dP,i}$	
Система сбора данных (передача, точность системы и преобразование сигнала) *	bcd			
Скорость ветра			$u_{V,i}$	
Погрешность калибровки анемометра из-за скорости ветра	ab	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{Vl,i}$	
Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за направления ветра (для акустического анемометра или крыльчатого анемометра) *	b			
Рабочие характеристики	cd		$u_{V2,i}$	$c_{V,i} = \left\lvert \frac{P_i - P_{i-1}}{V_i - V_{i-1}} \right\rvert$
Влияние монтажа	c		$u_{V3,i}$	
Возмущение потока из-за рельефа	cd	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{V4,i}$	
NTF	bc	ГОСТ Р 54418.12.1	$u_{V5,i}$	
Система сбора данных (передача, точность системы и преобразование сигнала) *	bcd		$u_{V6,i}$ $u_{dV,i}$	
Плотность воздуха				$c_{T,i} = \frac{c_{V,i}}{3 \cdot T_{Data.i}}$
Температура			$u_{T,I}$	
Датчик температуры	a		$u_{T1,I}$	
Защита от солнечного излучения	cd		$u_{T2,i}$	
Влияние монтажа	cd		$u_{T3,i}$	
Система сбора данных (передача, точность системы и преобразование сигнала)*	bcd		$u_{T4,i}$	Примечание — Для ВЭУ с регулированием срыва потока чувствительность остается такой же, как в ГОСТ Р 54418.12.1.

Окончание таблицы Е.3

Категория В: Измерительные приборы	Примечание	Стандарт	Обозначение	Чувствительность
Давление воздуха Датчик давления Влияние монтажа Система сбора данных (передача, точность системы и преобразование сигнала)*	 a c bcd		$u_{B,I}$ $u_{B1,I}$ $u_{B2,i}$ $u_{dB2,i}$	$c_{B,i} = \frac{c_{V,i}}{3 \cdot B_{Data,i}}$ Примечание — Для ВЭУ с регулированием срыва потока чувствительность остается такой же, как в ГОСТ Р 54418.12.1.
Категория В: Метод				
Метод Влияние турбулентности на разбиение по бинам* Поправка на плотность воздуха Влияние сезонных изменений на NPC Изменения в притоке воздуха к ротору	 cd cd d de		$u_{M,i}$ $u_{M3,i}$ $u_{M4,i}$ $u_{M5,i}$ $u_{M6,i}$	$c_{P,i} = 1$ $c_{T,I}$ и $c_{B,I}$ $c_{P,i} = 1$ $c_{P,i} = 1$
Категория А: Статистические				
Компоненты статистической погрешности Колебания электрической мощности	 e		$s_{P,i}$	$c_{P,i} = 1$

* Параметр, необходимый для расчета погрешности.

Примечание — Обозначение погрешностей:
a — ссылка на стандарт;
b — калибровка;
c — другой «объективный» метод;
d — «догадка»;
e — статистика.

Е.4 Погрешности категории В

Принято, что погрешности категории В связаны с измерительными приборами, системой сбора данных и местностью, окружающей площадку проведения измерений характеристик мощности. Если погрешности выражаются в виде пределов погрешностей, или же они имеют не равные единице коэффициенты охвата, необходимо определить стандартную погрешность, либо их необходимо соответствующим образом преобразовать в стандартные погрешности.

Примечание — Рассмотрим погрешность, выраженную в виде предела неопределенности $\pm U$. Если подразумевается прямоугольное распределение вероятности, то стандартная погрешность будет:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{3}}. \qquad (E.10)$$

Если подразумевается треугольное распределение вероятности, то стандартная погрешность будет:

$$\sigma = \frac{U}{\sqrt{6}}. \qquad (E.11)$$

Е.4.1 Погрешности категории В в климатических изменениях

Испытания характеристик мощности можно провести в особых атмосферных условиях, оказывающих систематическое влияние на результаты испытаний, например достаточно устойчивые (значительный вертикальный сдвиг и низкая турбулентность) или неустойчивые (малый сдвиг и высокая турбулентность) атмосферные расслоения или частые и/или значительные изменения направления ветра. Данная климатическая погрешность может

быть обнаружена в калибровке площадки, передаточной функции *NTF* и кривой мощности *NPC*. По характеру — это статистическая погрешность, которая в нормальном режиме не может быть определена, т. к. данные записываются недостаточно долго. Вследствие этого она улавливается погрешностью категории B, связанной с используемым методом.

Е.5 Расширенная погрешность

Суммарные стандартные погрешности кривой мощности и *AEP* дополнительно могут быть выражены при помощи расширенных погрешностей. Интервалы с уровнем достоверности, указанные в таблице Е.4, могут быть выявлены путем умножения данных суммарных стандартных погрешностей на коэффициент покрытия, также приведенный в таблице Е.4.

Таблица Е.4 — Расширенные погрешности

Уровень достоверности, %	Коэффициент покрытия
68,27	1
90	1,645
95	1,960
95,45	2
99	2,576
99,73	3

Приложение Ж
(обязательное)

Оценки и расчет погрешности *NTF / NPC*

Ж.1 Методы и допущения

В настоящем приложении приводится оценка величины каждой компоненты погрешности и коэффициента влияния, а также два примера с пояснением расчета. Общие принципы, представленные в приложении Д и приложении Е, применяются для вычисления суммарной погрешности в *AEP*.

Данное приложение является нормативным, и изложенные методы и допущения относительно погрешностей и корреляций должны применяться до тех пор, пока не появятся основания для использования других методов. Если не указано в примечаниях, считается, что компоненты погрешности имеют нормальное распределение погрешности.

Измерения скорости ветра проводятся в направлении вверх по потоку на метеорологической вышке с применением поправок на калибровочное измерение площадки, накладываемой для отображения режимов свободного потока в месте нахождения ВЭУ. Оценка и толкование погрешности кривой мощности должны выявить влияния погрешности калибровки площадки.

Таблица Ж.1 — Оценки компонент погрешности при калибровке площадки

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Опорный анемометр	Калибровка	$u_{SC1,i}$	0,1 м/с	Анемометр калибруется в соответствии с процедурами ГОСТ Р 54418.12.1, а оценка погрешности основывается на калибровке
	Влияние монтажа	$u_{SC3,j}$	1,0 %	Влияния монтажа оценивают согласно ГОСТ Р 54418.12.1. Вышка, используемая для данного примера, спроектирована в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1, поэтому искажение минимальное
	Система сбора данных	$u_{dSC1,i}$	0,03 м/с	Для погрешности 0,1 % и канала измерений с полным диапазоном в 30 м/с. Включает передачу, точность системы и преобразование сигнала
Анемометр на ВЭУ	Калибровка	$u_{SC4,i}$	0,1 м/с	Анемометр калибруется в соответствии с процедурами стандарта ГОСТ Р 54418.12.1, а оценка погрешности основывается на калибровке
	Рабочие характеристики	$u_{SC5,i}$	Класс 1,2А	Датчик классифицируется в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1. Датчик класса 1,2А для рельефа класса А использовался для расчетной величины. Включает влияния восходящего потока и влияния турбулентности. Данный компонент имеет прямоугольное распределение погрешности
	Влияние монтажа	$u_{SC6,i}$	1,0 %	Влияние монтажа оценивается согласно с ГОСТ Р 54418.12.1. Вышка, используемая для данного примера, спроектирована согласно ГОСТ Р 54418.12.1, поэтому искажение минимальное
	Система сбора данных	$u_{dSC2,i}$	0,03 м/с	Для погрешности 0,1 % и канала измерений с полным диапазоном в 30 м/с. Включает передачу, точность системы и преобразование сигнала
Метод	Сезонные изменения	$u_{MSC1,J}$	2,0 %	Калибровочные измерения площадки, проводимые в различные времена года с использованием одного и того же оборудования, покажут разные результаты. Это является приближенной оценкой величины данного влияния, но фактическая погрешность будет зависеть от местности и сложности ветра. Чем длиннее будет набор данных, тем ниже будет данная погрешность

Окончание таблицы Ж.1

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Статистический	Изменчивость в бинах направления ветра	$S_{SC,J}$	$\frac{S_{SC,j}}{\sqrt{N_j}}$	Погрешности, зависимые от скорости ветра, были получены из регрессии калибровки площадки. S — среднее квадратическое отклонение соотношений скорости ветра в бине i, N — количество собранных данных в бине i. Если проводится линейная регрессия, то может использоваться стандартное отклонение разностей или анализ погрешности для наклона и параметров смещения с использованием соответствующих поправочных коэффициентов

Компоненты погрешности для $u_{SC,i,j}$ можно найти в таблице Ж.1. $u_{SC,i,j}$ вычисляется аналогично ГОСТ Р 54418.12.1, в виде:

$$u_{\alpha,i,j} = \sqrt{\frac{I_{SC1}^2 u_{SC1,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC2}^2 u_{SC2,i}^2}{V_i^2} \frac{I_{SC3}^2 u_{SC3,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC4}^2 u_{SC4,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC5}^2 u_{SC5,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{SC6}^2 u_{SC6,i}^2}{V_i^2} +}$$

$$\sqrt{+ \frac{I_{dSC1}^2 u_{dSC1,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{dSC2}^2 u_{dSC2,i}^2}{V_i^2} + \frac{I_{M1}^2 u_{M1,i}^2}{V_i^2} + u_{SC,j}^2}, \quad (Ж.1)$$

и

$$u_{SC,j} = u_{\alpha,i,j} V_i^2 = \sqrt{I_{SC1}^2 u_{SC1,i}^2 + I_{SC2}^2 u_{SC2,i}^2 + I_{SC3}^2 u_{SC3,i}^2 + I_{SC4}^2 u_{SC4,i}^2 + I_{SC5}^2 u_{SC5,i}^2 + I_{SC6}^2 u_{SC6,i}^2 +}$$

$$\sqrt{I_{dSC1}^2 u_{dSC1,i}^2 + I_{dSC2}^2 u_{dSC2,i}^2 + I_{M1}^2 u_{M1,i}^2 + u_{SC,j}^2 V_i^2}, \quad (Ж.2)$$

где $u_{SC,i,j}$ — погрешность калибровки площадки в бине i скорости ветра и бине j направления ветра;

I — коэффициент влияния;

N_j — количество соотношений скорости ветра в бине j направления ветра;

V_i — скорость ветра в бине i.

Погрешность, связанная с классом анемометра, определяется следующим образом (а также для *NTF* и *NPC*):

$$u_{uno_class} = (0{,}05\,м/с + 0{,}005 U_i) \cdot k/\sqrt{3}. \quad (Ж.3)$$

Оценка компонент погрешности для передаточной функции *NTF*

Измерение передаточной функции *NTF* проводится с использованием той же самой опорной мачты и системы регистрации данных, что и при калибровке площадки. Если передаточная функция *NTF* была измерена в разное время года при калибровке площадки, вводится дополнительная погрешность. Это объясняется влиянием возможно меняющейся атмосферной устойчивости и ее неизвестным влиянием на достоверность соотношения калибровки площадки (главным образом относится к скорости ветра в двух точках в пространстве) и *NTF* (которая некоторым образом чувствует среднее влияние диска на ротор ВЭУ, уменьшенный до точки в пространстве, в которой располагается анемометр на гондоле).

Компоненты погрешности для $u_{V6,i}$ следующие:

Таблица Ж.2 — Оценки компонент погрешности по измерениям *NTF*

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Скорость свободного ветрового потока	Калибровка анемометра	$u_{FS1,i}$	0,1 м/с	Анемометр калибруется в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1. Подразумевается, что калибровка действительна в течение одного года в полевых условиях, и ее необходимо подтверждать, при помощи проведения калибровки после испытания или калибровки на месте

Окончание таблицы Ж.2

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Скорость свободного ветрового потока	Рабочие характеристики	$u_{FS2,i}$	Класс 1,2А	Датчик классифицируется в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1 как класс 1.2, также и погрешность. Включает влияние восходящего потока и влияние турбулентности. Данная компонента имеет прямоугольное распределение погрешности
	Влияние монтажа	$u_{FS3,i}$	1,0 %	Вышка спроектирована в соответствии с передовым опытом по стандарту ГОСТ Р 54418.12.1, поэтому искажение минимальное
	Искажение потока из-за рельефа, калибровка площадки проводится	$u_{FS4,i}$	$u_{FS4,i} = \frac{\sum_j u_{SC,i,j} N_{i,j}}{\sum_j N_{i,j}}$, где $N_{i,j}$ — количество наборов данных для набора данных *NTF* в бине скорости ветра i и бине направления ветра j	
	Искажение потока из-за рельефа, калибровка площадки не проводится	$u_{FS4,i}$	2 % ($L \le 2{,}5\ D$) 3 % ($L > 2{,}5\ D$)	Если не проводится калибровка площадки, оценка погрешности основывается на классе рельефа, расстоянии от метеорологической вышки до ветроэнергетической установки
	Система сбора данных	$u_{dFS,i}$	0,03 м/с	Для погрешности 0,1 % и канала измерений с полным диапазоном в 30 м/с. Включает передачу, точность системы и преобразование сигнала
Скорость ветра на гондоле	Погрешность калибровки анемометра из-за скорости ветра	$u_{N1,i}$	0,15 м/с	Анемометр калибруется согласно приложению Г. Подразумевается, что калибровка действительна в течение одного года в полевых условиях, и ее необходимо подтверждать при помощи проведения калибровки после испытания или калибровки на месте
	Погрешность калибровки анемометра из-за направления ветра	$u_{N2,i}$	1,0 %	Характерный для акустических и крыльчатых анемометров, погрешность скорости ветра зависит от направления
	Рабочие характеристики	$u_{N3,i}$	Класс 4А	Большинство стандартных датчиков, устанавливаемых на гондоле, не классифицируются согласно ГОСТ Р 54418.12.1, в этом случае должна применяться консервативная оценка. Данная компонента имеет прямоугольное распределение погрешности
	Влияние монтажа	$u_{N4,i}$	2,0 %	Опорная конструкция и другие предметы на гондоле, а также место расположения анемометра могут оказывать значительное влияние на измерения
	Система сбора данных	$u_{dN,i}$	0,03 м/с	Для погрешности 0,1 % и канала измерений с полным диапазоном в 30 м/с. Включает передачу, точность системы и преобразование сигнала

$u_{V6,i}$ рассчитывается следующим образом:

$$u_{FS,i} = \sqrt{l_{FS1}^2 u_{FS1,i}^2 + l_{FS2}^2 u_{FS2,i}^2 + l_{FS3}^2 u_{FS3,i}^2 + l_{FS4}^2 u_{FS4,i}^2 + l_{FS5}^2 u_{FS5,i}^2 + l_{FS6}^2 u_{FS6,i}^2 + l_{dFS}^2 u_{dFS,i}^2}\ ; \quad (Ж.4)$$

$$u_{N,i} = \sqrt{l_{N1}^2 u_{N1,i}^2 + l_{N2}^2 u_{N2,i}^2 + l_{N3}^2 u_{N3,i}^2 + l_{N4}^2 u_{N4,i}^2 + l_{dN}^2 u_{dN,i}^2}\ ; \quad (Ж.5)$$

$$u_{M_NTF,i} = \sqrt{l_{M2}^2 u_{M2,i}^2}\ ; \quad (Ж.6)$$

$$u_{V6,i} = \sqrt{u_{FS,i}^2 + u_{N,i}^2 + u_{M_NTF,i}^2 + s_{NTF,i}^2}\ . \quad (Ж.7)$$

При удовлетворительном соответствии ГОСТ Р 54418.12.1 и кривых мощности *NPC* по испытуемым ВЭУ подразумевается, что местность оказывает относительно малое влияние на погрешность скорости ветра при простой местности. Однако при переносе на более сложную местность более широкий диапазон режимов притока, влияющих на ВЭУ и анемометр на гондоле, означает, что определенные компоненты погрешности должны быть увеличены. Некоторые подразумеваемые значения для переноса *NTF* на сложную территорию показаны ниже, хотя их следует переоценить на основе специальных положений относительно местности.

Таблица Ж.3 — Оценки компонент погрешности по измерениям *NPC*

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Выходная мощность	Трансформаторы тока	$u_{P1,i}$	0,75 %	См. класс 0.5 в ГОСТ Р 54418.12.1 при 20% нагрузке. Данная компонента имеет прямоугольное распределение погрешности
	Трансформаторы напряжения	$u_{P2,i}$	0,5 %	См. класс 0.5 в ГОСТ IEC 60044-1—2013. Данная компонента имеет прямоугольное распределение погрешности
	Датчик мощности или прибор для измерения мощности	$u_{P3,i}$	0,5 %	См. класс 0.5 в ГОСТ IEC 60044-1—2013. Данная компонента имеет прямоугольное распределение погрешности
	Система сбора данных	$u_{dP,i}$	0,1 %	Погрешность составляет 1 % от полного диапазона измерений
Скорость ветра на гондоле	Погрешность калибровки анемометра из-за скорости ветра	$u_{V1,i}$	0,15 м/с	Анемометр калибруется в соответствии с приложением Г. Калибровка действительна в течение одного года в полевых условиях и ее необходимо подтверждать при помощи проведения калибровки после испытания или калибровки на месте
	Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за направления ветра	$u_{V2,i}$	1,0 %	Характерный для акустических и крыльчатых анемометров, погрешность скорости ветра зависит от направления
	Рабочие характеристики	$u_{V3,i}$	Класс 4В	Большинство стандартных датчиков, устанавливаемых на гондоле, не классифицируются согласно ГОСТ Р 54418.12.1, в этом случае должна применяться консервативная оценка. Данная компонента имеет прямоугольное распределение погрешности
	Влияние монтажа	$u_{V4,i}$	2,0 %	Опорная конструкция и другие предметы на гондоле, а также место расположения анемометра могут оказывать значительное влияние на измерения

Продолжение таблицы Ж.3

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Скорость ветра на гондоле	Возмущение потока из-за рельефа	$u_{V5,i}$	См. таблицу Ж.4	Данный элемент улавливает влияние рельефа на поток, проходящий через гондолу (восходящий поток, турбулентность, сдвиг) и последующее влияние на корреляцию скорости ветра на гондоле скорости свободного ветрового потока, измеренных во время измерений *NTF* и *NPC*
	Поправка на плотность воздуха	$u_{V6,i}$	0,5 %	Поправка на плотность воздуха подразумевает, что c_p является постоянной. Для небольших поправок на плотность воздуха это является приблизительно верным, но появляется небольшая погрешность. Чем больше поправки на плотность воздуха, тем больше погрешность
	NTF	$u_{V7,i}$	$u_{V7,i} = \sqrt{u_{FS,i}^2 + u_{N,i}^2 + u_{M,i}^2 + s_{NTF,i}^2}$	
	Система сбора данных	$u_{dV,i}$	0,1 %	Подразумевается, что погрешность составляет 1 % от полного диапазона измерений
Плотность воздуха	Датчик температуры	$u_{T1,i}$	0,5 °C	Подразумевается, что стандартная погрешность датчика температуры составляет 0,5 °C
	Защита от солнечного излучения	$u_{T2,i}$	2,0 °C	Подразумевается, что стандартная погрешность защиты от солнечного излучения составляет 2,0 °C
	Влияние монтажа	$u_{T3,i}$	0,33 °C	Подразумевается, что погрешность составляет 0,33 °C, если датчик установлен в районе 10 м от высоты ступицы
	Система сбора данных	$u_{dT,i}$	0,1 %	Подразумевается, что погрешность составляет 1 % от полного диапазона измерений
	Датчик давления	$u_{B1,i}$	3,0 гПа	Подразумевается, что стандартная погрешность датчика давления составляет 3,0 гПа
	Влияние монтажа	$u_{B2,i}$	0,75 %	Стандартная погрешность вследствие влияния монтажа зависит от вертикального расстояния от высоты ступицы, а также горизонтального расстояния до ВЭУ
	Система сбора данных	$u_{dB,i}$	0,5 %	Подразумевается, что погрешность составляет 1 % от полного диапазона измерений
Метод	Влияние турбулентности на осреднение и разбиение по бинам	$u_{M3,i}$	1,0 %	Метод бинов включает неточную оценку средней мощности в бине вследствие турбулентности. Влияние больше при большей турбулентности и соизмеряется со второй производной кривой мощности. Это означает, что влияние для меньших скоростей ветра будет частично аннулировать влияние при средних скоростях ветра, но до номинальной мощности. Общее влияние зависит от применяемого распределения скорости ветра. В ГОСТ Р 54418.12.1 определяются и кривая мощности для ВЭУ, расположенных в определенных местах, и характерная кривая мощности. Для характерной кривой мощности данную компоненту погрешности необходимо учитывать, для кривой мощности для определенного места данную компоненту погрешности учитывать не нужно

Окончание таблицы Ж.3

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Метод	Сезонные изменения	$u_{M4,i}$	3 %	Кривая мощности, измеренной в различное время года с использованием одного и того же оборудования, покажет разные результаты. Это является приближенной оценкой величины данного влияния, но фактическая погрешность будет зависеть от местности и сложности ветра. Чем длиннее будет набор данных, тем ниже будет данная погрешность. В ГОСТ Р 54418.12.1 определяются и кривая мощности для ВЭУ, расположенных в определенных местах, и характерная кривая мощности. Для характерной кривой мощности данную компоненту погрешности необходимо учитывать, для кривой мощности для определенного места данную компоненту погрешности не надо учитывать
	Изменения в притоке воздуха к ротору	$u_{M5,i}$	2 %	Скорость ветра измеряется в одной точке на высоте ступицы. Мощность ВЭУ является функцией распределения ветра, проходящего через весь ротор. Данная компонента захватывает соответствующую погрешность, например, вследствие сдвига. В ГОСТ Р 54418.12.1 определяются и кривая мощности для ВЭУ, расположенных в определенных местах, и характерная кривая мощности. Для характерной кривой мощности данную компоненту погрешности необходимо учитывать, для кривой мощности для определенного места данную компоненту погрешности не надо учитывать
	Измерение динамической мощности	$u_{P4,i}$	1 %	Класс оборудования для измерений мощности отражает полный диапазон погрешности измерения установившейся мощности. Фактическое измерение производится по динамической мощности, поэтому компонента данной погрешности захватывает дополнительную погрешность в мощности. Необходимо добавить коэффициент чувствительности на основе стандартной измеренной мощности. Погрешность категории А
Статистический	Изменчивость электрической мощности	$S_{P,i}$	$s_{P,i} = \frac{\sigma_{P,i}}{\sqrt{N_i}}$	Стандартная погрешность нормализованной и осредненной генерируемой мощности основывается на среднеквадратическом отклонении значений мощности в бине i и количестве наборов данных в бине i

Таблица Ж.4 — Оценки для $u_{V5,i}$ для класса рельефа *NPC*

	Класс рельефа *NPC*					
Класс рельефа *NTF*		1	2	3	4	5
	1	1 %	1,5 %	2 %	2,5 %	3 %
	2	2 %	2,5 %	3 %	3,5 %	4 %
	3	не имеется в наличии	3,5 %	4 %	4,5 %	5 %
	4	не имеется в наличии	не имеется в наличии	5 %	5,5 %	6 %
	5	не имеется в наличии	не имеется в наличии	не имеется в наличии	6,5 %	7 %

$u_{C,i}$ и u_{AEP} вычисляются следующим образом:

$$u_{P,i} = \sqrt{l_{P1}^2 u_{P1,i}^2 + l_{P2}^2 u_{P2,i}^2 + l_{P3}^2 u_{P3,i}^2 + l_{P4}^2 u_{P4,i}^2 + l_{dP}^2 u_{dP,i}^2}\ ; \quad (Ж.8)$$

$$u_{V,i} = \sqrt{l_{V1}^2 u_{V1,i}^2 + l_{V2}^2 u_{V2,i}^2 + l_{V3}^2 u_{V3,i}^2 + l_{V4}^2 u_{V4,i}^2 + l_{V5}^2 u_{V5,i}^2 + l_{V6}^2 u_{V6,i}^2 + u_{V7,i}^2 + l_{dV}^2 u_{dV,i}^2}\ ; \quad (Ж.9)$$

$$u_{T,i} = \sqrt{l_{T1}^2 u_{T1,i}^2 + l_{T2}^2 u_{T2,i}^2 + l_{T3}^2 u_{T3,i}^2 + l_{dT}^2 u_{dT,i}^2}\ ; \quad (Ж.10)$$

$$u_{B,i} = \sqrt{l_{B1}^2 u_{B1,i}^2 + l_{B2}^2 u_{B2,i}^2 + l_{dB}^2 u_{dB,i}^2}\ ; \quad (Ж.11)$$

$$u_{M,i} = \sqrt{l_{M3}^2 u_{M3,i}^2 + l_{M4}^2 u_{M4,i}^2 + l_{M5}^2 u_{M5,i}^2}\ ; \quad (Ж.12)$$

$$u_i = \sqrt{u_{P1,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{M,i}^2 u_{M,i}^2}\ ; \quad (Ж.13)$$

$$u_{C,i} = \sqrt{s_i^2 + u_i^2} = \sqrt{s_{P,i}^2 + u_{P,i}^2 + c_{V,i}^2 u_{V,i}^2 + c_{T,i}^2 u_{T,i}^2 + c_{B,i}^2 u_{B,i}^2 + c_{M,i}^2 u_{M,i}^2}\ ; \quad (Ж.14)$$

$$u_{AEP} = N_h \sqrt{\sum_{i=1}^{N} f_i^2 s_i^2 + \left(\sum_{i=1}^{N} f_i u_i\right)^2}\ . \quad (Ж.15)$$

Погрешность направления ветра напрямую не влияет на погрешность среднегодовой выработки энергии, но она влияет на расчет сектора измерений. Поэтому некоторые оценки вносящих вклад компонент погрешности приводятся в данном разделе.

Компоненты погрешности для u_{WD} приведены в таблице Ж.5.

Таблица Ж.5 — Оценки компонент погрешности для направления ветра

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Угол рыскания	Калибровка на месте	$U_{WD1,i}$	3°	Можно оценить путем сравнения изменчивости нескольких углов рыскания соответствующих известных опорных точек
	Разрешение сигнала	$U_{WD2,j}$	0,5°	50 % от разрешения сигнала в угле рыскания
	Система сбора данных	$U_{dWD1,j}$	0,1°	Подразумеваемая погрешность 0,1°
	Установка калибровочного датчика (только для акустических датчиков)	$U_{WD3,i}$	1°	Оценивается исходя из настройки калибровки в соответствии с приложением И
	Различие в калибровочном максимальном осредненном по бинам направлении ветра вследствие направления ветра (для акустических датчиков)	$U_{WD4,i}$	2°	Оценивается из калибровочных данных в соответствии с приложением И

Окончание таблицы Ж.5

	Источник	Компонента погрешности	Оценка величины	Метод
Направление ветра, измеряемое на гондоле	Различие в калибровочном максимальном осредненном по бинам направлении ветра вследствие невертикального потока (для акустических датчиков)	$U_{WD5,i}$	2°	Оценивается из калибровочных данных в соответствии с приложением И
	Настройка датчика	$U_{WD6,i}$	2°	Оценивается исходя из установки датчика на В
	Влияние ротора на среднее измеренное направление ветра	$U_{WD7,i}$	5°	Данная оценка подразумевает, что передаточная функция для направления ветра на гондоле не была создана и учитывает полное влияние ротора. Может быть снижена при помощи методики согласно Г.3.3 (приложение Г)
	Система сбора данных	$U_{dWD2,j}$	0,1°	Подразумеваемая погрешность 0,1°

u_{WD} вычисляется следующим образом:

$$u_{WD,YAW} = \sqrt{u_{WD1}^2 + u_{WD2}^2 + u_{dWD1}^2}, \quad (Ж.16)$$

$$u_{WD,SENSOR} = \sqrt{u_{WD3}^2 + u_{WD4}^2 + u_{WD5}^2 + u_{WD6}^2 + u_{WD7}^2 + u_{dWD2}^2}, \quad (Ж.17)$$

$$u_{WD} = \sqrt{u_{WD,YAW}^2 + u_{WD,SENSOR}^2}. \quad (Ж.18)$$

Коэффициенты влияния

Влияния рельефа можно увидеть в *NTF* и в *NPC*. Но одинаковый рельеф будет оказывать одинаковое влияние, таким образом, степень влияния также можно предположить. В таблице Ж.6 приводятся рекомендованные значения влияния для рельефа различного класса. Опорная вышка и анемометр являются общими для обоих калибровочных измерений площадки, измерения *NTF* и измерений выработки энергии по стандарту ГОСТ Р 54418.12.1; поэтому эти некоторые аспекты погрешности, связанной с данным конкретным измерением, будут оказывать влияние на нескольких этапах. Значения являются минимальными для использования.

Таблица Ж.6 — Оценки коэффициентов влияния для калибровки площадки

	Источник	Коэффициент влияния	Оценка величины	Примечание
Опорный анемометр	Калибровка	$I_{SC1,i}$	1	Погрешность калибровки всегда оказывает полное влияние, она свойственна датчику
	Рабочие характеристики	$I_{SC2,j}$		
	Влияние монтажа	$I_{SC3,j}$		
	Система сбора данных	$I_{dSC1,i}$		
Анемометр в месте нахождения ветроэнергетической установки	Калибровка	$I_{SC4,i}$		

Окончание таблицы Ж.6

	Источник	Коэффициент влияния	Оценка величины	Примечание
Анемометр в месте нахождения ВЭУ	Рабочие характеристики	$I_{SC5,i}$	0,5	Функциональная погрешность влияет частично, т. к. анемометры на обеих крепежных конструкциях одинаковые, но они могут подвергаться влиянию не совсем одинаковой турбулентности и восходящего потока
	Влияние монтажа	$I_{SC6,j}$	0,5	Даже если крепежные конструкции одинаковые, влияния монтажа часто являются функцией направления ветра и, следовательно, оказывают влияние
	Система сбора данных	$I_{dSC2,i}$	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние
Метод	Сезонные изменения	$I_{M1,j}$		
Статистический	Изменчивость в бинах направления ветра	не имеется в наличии	не имеется в наличии	Статистическая изменчивость всегда оказывает полное влияние
Сбор данных	Система сбора данных	$I_{dSC,i}$	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние

Таблица Ж.7 — Оценки коэффициентов влияния для *NTF*

	Источник	Коэффициент влияния	Оценка величины с калибровкой площадки	Оценка величины без калибровки площадки	Примечания
Скорость свободного ветрового потока	Калибровка анемометра	$I_{FS1,i}$	1	1	Погрешность калибровки всегда оказывает полное влияние, она свойственна датчику
	Рабочие характеристики	$I_{FS2,i}$	0,5	1	Относительно калибровки площадки: оказывает влияние в меньшей степени, т. к. это такой же датчик как и используемый на вышке для калибровки площадки
	Влияние монтажа	$I_{FS3,i}$	0,25	1	Относительно калибровки площадки: оказывает влияние в меньшей степени, т. к. это такой же датчик, как и используемый на вышке для калибровки площадки
	Погрешность калибровки площадки	$I_{FS4,i}$	1	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние
	Система сбора данных	$I_{dFS,i}$	1	1	Оказывает полное влияние, т. к. данные собираются в различных окружающих условиях
Скорость ветра на гондоле	Погрешность калибровки анемометра из-за скорости ветра	$I_{N1,i}$	1	1	Погрешность калибровки всегда оказывает полное влияние, она свойственна датчику

Окончание таблицы Ж.7

	Источник	Коэффициент влияния	Оценка величины с калибровкой площадки	Оценка величины без калибровки площадки	Примечания
Скорость ветра на гондоле	Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за направления ветра	$I_{N2,i}$	1	1	Погрешность калибровки всегда оказывает полное влияние, она свойственна датчику
	Рабочие характеристики	$I_{N3,i}$	1	1	Оказывает полное влияние, т. к. наиболее вероятно, что это другой тип датчика перед ротором, и, следовательно, в других условиях
	Влияние монтажа	$I_{N4,i}$	1	1	Оказывает полное влияние, т. к. наиболее вероятно, что это другой тип датчика на совершенно другом типе конструкции
	Система сбора данных	$I_{dN,i}$	1	1	Оказывает полное влияние, т. к. данные собираются в различных окружающих условиях
Метод	Сезонные изменения	$I_{M2,i}$	1	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние
Статистические	Рабочие характеристики анемометра на гондоле	не имеется в наличии	не имеется в наличии	не имеется в наличии	Статистическая изменчивость всегда оказывает полное влияние

Таблица Ж.8 — Оценки коэффициентов влияния для *NPC*

	Источник	Коэффициент влияния	Оценка величины	Примечание
Выходная мощность	Трансформаторы тока	$I_{P1,i}$	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние
	Трансформаторы напряжения	$I_{P2,i}$		
	Датчик мощности или прибор для измерения мощности	$I_{P3,i}$		
	Измерения динамической мощности	$I_{P4,i}$		
	Сбор данных	$I_{dP,i}$		
Скорость ветра на гондоле	Погрешность калибровки анемометра из-за скорости ветра	$I_{V1,i}$		
	Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за направления ветра	$I_{V2,i}$		

Окончание таблицы Ж.8

	Источник	Коэффициент влияния	Оценка величины	Примечание
Скорость ветра на гондоле	Рабочие характеристики	$I_{V3,i}$	0,7	Функциональная погрешность оказывает частичное влияние, т. к. условия будут приблизительно такими же, что на анемометре, установленном на гондоле, во время измерения *NTF*
	Влияние монтажа	$I_{V4,i}$	0,7	Погрешность влияния монтажа оказывает частичное влияние, т. к. опорная конструкция будет практически такой же, что при измерении *NTF*
	Возмущение потока из-за рельефа	$I_{V5,i}$	См. таблицу Ж.9	Данная компонента оказывает полное влияние в зависимости от классов рельефа для обоих испытаний *NTF* и *NPC*
	Поправка на плотность воздуха	$I_{V6,i}$	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние
	NTF	$I_{V7,i}$	не имеется в наличии	Компоненты влияния для u_{V7} были включены в формулы (Ж.3) и (Ж.4)
	Сбор данных	$I_{dV,i}$	1	Оказывает полное влияние, т. к. данные собираются в различных окружающих условиях
Плотность воздуха	Датчик температуры	$I_{T1,i}$	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние
	Защита от солнечного излучения	$I_{T2,i}$		
	Влияние монтажа	$I_{T3,i}$		
	Сбор данных	$I_{dT,i}$	1	Оказывает полное влияние, т. к. данные собираются в различных окружающих условиях
	Датчик давления	$I_{B1,i}$	1	Подразумевается, что стандартная погрешность датчика давления составляет 3,0 гПа
	Влияние монтажа	$I_{B2,i}$	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние
	Сбор данных	$I_{dB,i}$	1	Влияние на одном этапе, т. к. данные собираются в различных окружающих условиях
Метод	Влияние турбулентности на разбиение по бинам	$I_{M3,i}$	1	Первое появление элемента погрешности всегда оказывает полное влияние
	Сезонные изменения	$I_{M4,i}$		
	Изменения в притоке воздуха к ротору	$I_{M5,i}$		
Статистический	Изменчивость электрической мощности	не имеется в наличии	не имеется в наличии	Статистическая изменчивость всегда оказывает полное влияние

Таблица Ж.9 — Рекомендованные коэффициенты влияния рельефа для *NTF* и *NPC* на одной площадке

Пустое поле	Класс рельефа *NPC*					
Класс рельефа NTF		1	2	3	4	5
	1	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
	2	1	0,6	1	1	1
	3	нет в наличии	1	0,7	1	1
	4	нет в наличии	нет в наличии	1	0,8	1
	5	нет в наличии	нет в наличии	нет в наличии	1	0,9

Ж.2 Пример расчета погрешности

Ж.2.1 Описание примера

Данные примеры демонстрируют следующие случаи, когда:

- передаточная функция *NTF* вычисляется на испытательной ВЭУ на площадке, где калибровка площадки не требуется;
- кривая мощности по ГОСТ Р 54418.12.1 вычисляется на испытательной ВЭУ для *NTF*;
- *NTF* накладывается на различные ВЭУ одного типа при одинаковом рельефе.

Примеры

1 Погрешность NTF: без калибровки площадки все коэффициенты влияния равны 1 (влияние на одном этапе) для погрешности NTF. В примере погрешность, равная 2 %, используется для возмущения потока из-за рельефа. Расчет $u_{FS,i}$ выполняется следующим образом:

$$u_{FS,i} = \sqrt{(1)^2\,(0{,}01\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (1)^2\,(0{,}034\ \text{м/с} + 0{,}0034\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (1)^2\,(0{,}01\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 +}$$

$$\sqrt{+\,(1)^2\,(0{,}02\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (1)^2\,(0{,}03\ \text{м/с})^2} =$$

$$= \sqrt{(0{,}024\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (0{,}034\ \text{м/с} + 0{,}0034\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (0{,}03\ \text{м/с})^2}\,. \qquad (Ж.19)$$

Расчет u_N аналогичный:

$$u_{N,i} = \sqrt{(1)^2\,(0{,}015\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (1)^2\,(0{,}01\ \text{м/с}\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (1)^2\,(0{,}12\,\text{м/с} + 0{,}012\ [\text{м/с}])^2 +}$$

$$\sqrt{+\,(1)^2\,(0{,}02\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (1)^2\,(0{,}03\ \text{м/с})^2} =$$

$$= \sqrt{(0{,}027\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (0{,}12\ \text{м/с} + 0{,}012\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2 + (0{,}03\ \text{м/с})^2}\,. \qquad (Ж.20)$$

Погрешность, вытекающая из данного метода, рассчитывается при помощи формулы (Ж.5):

$$u_{M_NTF,i} = \sqrt{(1)^2\,(0{,}002\cdot V_i\,[\text{м/с}])^2}\,. \qquad (Ж.21)$$

2 Погрешность NPC: В данном примере трансформаторы тока и напряжения, преобразователь мощности отнесены к классу 0,5.

Трансформаторы тока класса 0,5 (номинальные нагрузки трансформаторов тока в данном случае рассчитаны на номинальную мощность, а не на 200 % номинальной мощности). Согласно ГОСТ IEC 60044-1 их предельная погрешность составляет ±0,5 % тока при 100 %-ной нагрузке. Однако при нагрузке 20 % и 5 % предельные погрешности увеличиваются до ±0,75 % и ±1,5 % тока, соответственно. При измерениях характеристик мощности ВЭУ основную долю энергии ветроэнергетическая установка вырабатывает при пониженной мощности. Поэтому мы ожидаем, что предельные погрешности ±0,75 % тока при 20 % нагрузке являются хорошим осреднением. Предполагается, что распределение погрешностей подчиняется прямоугольному закону. Допустим, что погрешности трех преобразователей тока обусловлены внешними факторами, такими как температура воздуха, частота тока силовой сети и т. д. По этой причине сделано допущение, что они полностью зависимы (исключение из общих допущений), и они суммируются линейно. Поскольку каждый трансформатор тока вносит 1/3 ошибок в

измерения мощности, то отсюда следует, что погрешность всех трансформаторов тока пропорциональна мощности:

$$u_{P1,i} = \frac{0{,}0075 \cdot P_i\,[\text{кВт}]}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{3} \cdot 3 = 0{,}0043 \cdot P_i\,[\text{кВт}]. \qquad (Ж.22)$$

Согласно ГОСТ Р 54418.12.1 трансформаторы напряжения класса 0,5 имеют предельную погрешность ±0,5 % от напряжения при всех нагрузках. Предполагается прямоугольный закон распределения погрешности. Напряжение сети, как правило, не меняется и не зависит от мощности ВЭУ. Как и для трансформаторов тока допустим, что погрешности трех преобразователей напряжения обусловлены внешними факторами, такими как: температура воздуха, частота тока сети и т. д. По этой причине сделано допущение, что они полностью зависимы (исключение из общих допущений), и они линейно просуммированы. Поскольку каждый трансформатор напряжения дает 1/3 ошибок в измерения мощности, то погрешность всех трансформаторов напряжения находится в следующей зависимости от мощности:

$$u_{P2,i} = \frac{0{,}005 \cdot P_i\,[\text{кВт}]}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{3} \cdot 3 = 0{,}0029 \cdot P_i\,[\text{кВт}]. \qquad (Ж.23)$$

Если трансформаторы тока и напряжения работают за пределами рабочих нагрузок вторичных контуров, необходимо включить дополнительные погрешности.

Согласно стандарту IEC 60688 преобразователь мощности класса 0,5 с номинальной мощностью 2000 кВт (200 % номинальной мощности ветроэнергетической установки) имеет предельную погрешность 10 кВт. Предполагается прямоугольный закон распределения погрешности. Таким образом, погрешность преобразователя мощности равна:

$$u_{P3,i} = \frac{10\ \text{кВт}}{\sqrt{3}} = 5{,}8\ \text{кВт}. \qquad (Ж.24)$$

Это приводит к

$$u_{P,i} = \sqrt{(1)^2\,(0{,}0043 \cdot P_i\,[\text{кВт}])^2 + (1)^2\,(0{,}0029 \cdot P_i\,[\text{кВт}])^2 + (1)^2\,(5{,}8\ \text{кВт})^2 + (1)^2\,(0{,}001 \cdot 2500\ \text{кВт})^2}$$

$$\sqrt{+\,(1)^2\,(0{,}0052 \cdot P_i\,[\text{кВт}])^2 + (1)^2\,(5{,}8\ \text{кВт})^2}. \qquad (Ж.25)$$

$u_{V,i}$ не может быть выражена в простой математической форме, т. к. включает погрешность категории А.

$$u_{T,i} = \sqrt{(1)^2\,(0{,}5\ K)^2 + (1)^2\,(2{,}0\ K)^2 + (1)^2\,(0{,}3\ K)^2 + (1)^2\,(0{,}001 \cdot 40\,K)^2} = 2{,}1\ \text{К}; \qquad (Ж.26)$$

$$u_{B,i} = \sqrt{(1)^2\,(3{,}0\ \text{гПа})^2 + (1)^2\,(0{,}34\ \text{гПа})^2 + (1)^2\,(0{,}001 \cdot 100\ \text{гПа})^2} = 3{,}0\ \text{гПа}; \qquad (Ж.27)$$

$$u_{M,i} = \sqrt{(1)^2\,(0{,}001 \cdot P_i\,[\text{кВт}])^2 + (1)^2\,(0{,}03 \cdot P_i\,[\text{кВт}])^2 + (1)^2\,(0{,}02 \cdot P_i\,[\text{кВт}])^2} = 0{,}035 \cdot P_i\,[\text{кВт}]). \qquad (Ж.28)$$

Добавляем погрешность AEP и графики с кривой мощности с диапазонами погрешности и т. п.

Приложение И
(обязательное)

Допустимые типы анемометров

Анемометры, используемые на метеорологической вышке для определения передаточной функции в соответствии с приложением Г, должны быть класса 1,7А или выше, как указано в ГОСТ Р 54418.12.1.

Рекомендуется на гондоле использовать анемометры класса 2,5В или выше (как указано в ГОСТ Р 54418.12.1), они могут быть следующих типов:

- любая форма чашечного анемометра;
- любой акустический анемометр;
- любой крыльчатый анемометр.

Любой другой тип анемометра (питометры, анемометры с термоэлементом, анемометры с горячей поверхностью и т. п.) нельзя использовать ни для установления передаточной функции ни для измерения кривой мощности на гондоле.

Чашечные анемометры должны быть откалиброваны в соответствии с процедурой калибровки чашечного анемометра, приведенной в ГОСТ Р 54418.12.1.

Крыльчатые анемометры должны быть откалиброваны в соответствии с процедурой калибровки чашечного анемометра, приведенной в ГОСТ Р 54418.12.1.

И.1 Калибровка акустических анемометров

Акустические анемометры должны быть откалиброваны следующим образом:

И.1.1 Шаг 1. Калибровка скорости ветра (обязательная)

Следует провести калибровку по аналогии с ГОСТ Р 54418.12.1 с обеспечением того, что на датчик будет воздействовать ветер такого же направления, что и при установке на ВЭУ. Измеряют скорость ветра, воздействующего на датчик, относительно скорости ветра в аэродинамической трубе. Датчик нельзя наклонять за исключением только наклонной установки датчика в окончательном установочном положении на ВЭУ. Линейную регрессию следует наложить на скорость ветра в трубе по оси y. Если обнаружилось, что наклон или сдвиг отличаются статистически от 1 и 0, наклон и сдвиг должны использоваться для калибровки измеренной скорости ветра. Колебания разностей необходимо использовать для оценки погрешности датчика и погрешности калибровки по аналогии с расчетами, представленными в процедуре калибровки чашечного анемометра по ГОСТ Р 54418.12.1.

И.1.2 Шаг 2. Калибровка направления ветра (обязательная)

Проведите испытание на вращение для определения чувствительности датчика к вращению вокруг вертикальной оси при постоянной скорости ветра в трубе, равной 8 м/с. Нулевое направление – это направление на датчик параллельно средней линии гондолы и на набегающий ветер (для датчика установленного на гондоле стандартным образом).

При установке датчика необходимо обращать внимание на то, что нулевое положение датчика должно совпадать с направлением ветра из трубы, а погрешность установки должна быть небольшой. Измерения должны проводиться, начиная с минус 45° через 0° и до 45° и обратно до минус 45° с двухразовым прохождением через ноль. Вращение необходимо осуществлять с шагом в 5° или при непрерывном движении (не более 1° в секунду). Для данного испытания рекомендуются скорости ветра, равные 4 и 12 м/с. Данные должны записываться с частотой в 1 Гц.

И.1.2.1 Разница в направлении ветра

Разница между ориентацией датчика относительно аэродинамической трубы и измеренного направления ветра от датчика должна быть подсчитана и разбита по бинам в 5 ° относительно измеренного направления ветра на датчик.

Диапазон центрального бина должен быть от минус 2,5° до 2,5°. Погрешность направления ветра на датчик вследствие направления ветра должна опираться на погрешность положения установки датчика в аэродинамической трубе и максимальную разницу в направлениях ветра, осредненных по бинам, вычисленную в любом из бинов.

И.1.2.2 Разница в скорости ветра

Разница между скоростью ветра в аэродинамической трубе и измеренной скоростью ветра должна быть установлена и разбита по бинам в 5° относительно измеренного направления ветра на датчик. Диапазон центрального бина должен быть от минус 2,5° до 2,5°. Погрешность скорости ветра на датчик вследствие направления ветра должна опираться на максимальную разницу в скорости ветра, осредненной по бинам, вычисленную в любом из бинов.

И.1.3 Шаг 3. Испытание на наклон (рекомендуемое)

Проведите испытание на наклон для определения чувствительности датчика к вращению вокруг горизонтальной оси при постоянной скорости ветра в трубе, равной 8 м/с, и ветре в трубе, идущем от направления в 0°.

Анемометр должен вращаться в вертикальной плоскости параллельно вектору скорости ветра в аэродинамической трубе. Анемометр должен вращаться в диапазоне от минус 45° до 45° (при 0° в вертикальном/прямом положении). Данные должны записываться с частотой в 1 Гц. Отклонение от скорости и направления ветра в аэродинамической трубе должны быть вычислены и разбиты по бинам относительно угла вращения. Разбиение по бинам должно осуществляться с шагом в 5°, а диапазон центрального бина должен быть от минус 2,5° до 2,5° градусов. Максимальное отклонение осредненной в бинах скорости ветра и осредненного в бинах направления ветра должно использоваться для подсчета влияния невертикального потока на погрешность скорости ветра и направления ветра.

И.2 Калибровка акустических анемометров

Датчик, который использовался на ВЭУ для измерения передаточной функции, должен быть откалиброван после проведения измерений. Либо допускается проведение сравнений на месте. Максимальное допустимое отклонение откалиброванного датчика должно составлять 1 % в диапазоне скорости ветра от 4 до 12 м/с. При проведении калибровки на месте должна применяться процедура, приведенная в ГОСТ Р 54418.12.1.

И.3 Погрешность акустических и крыльчатых анемометров

Окончательная погрешность скорости ветра на датчик может быть получена путем суммирования погрешности калибровки, погрешности, полученной при испытании на вращение и испытании на наклон.

Окончательная погрешность направления ветра на датчик может быть получена путем суммирования погрешностей, полученных при испытании на вращение и испытании на наклон (см. приложение Д).

Проведение испытания на наклон также рекомендуется для чашечного анемометра и крыльчатого анемометра, и его следует рассматривать для флюгеров, а также для анемометров рекомендуется испытание на порывы ветра для определения влияния турбулентности.

Приложение К
(справочное)

Результаты и анализ погрешности

К.1 Общие положения

В данном приложении приводится анализ погрешности, вытекающий из собранных результатов испытаний с несколькими ВЭУ.

При испытании нескольких ВЭУ большой интерес представляет обычно среднее по выборке значение годовой выработки энергии и погрешность в данном среднем значении. Среднее значение годовой выработки энергии (*AEP*) можно просто определить путем простого осреднения значений *AEP* по каждой ВЭУ. Более точный подход — объединить данные со всех ВЭУ для образования исходной кривой мощности и накладывания соответствующего распределения ветра на исходную кривую.

Определение погрешности в среднем значении *AEP* не определяется напрямую. Первый подход для суммирования погрешностей — простое осреднение индивидуальных погрешностей испытания. Однако при простом осреднении не учитывается основное преимущество многочисленных испытаний, а именно уменьшение общей погрешности испытания.

Второй подход — вычислить стандартную погрешность среднего значения погрешностей:

$$u_{\mathrm{AEP}_{AVG}} = \sqrt{\frac{1}{L}\sum_{i=1}^{L} u_{\mathrm{AEP},i}^2}\,, \qquad (К.1)$$

где $u_{\mathrm{AEP}_{AVG}}$ — погрешность в среднем значении *AEP*;
$u_{\mathrm{AEP},i}$ — погрешность в *AEP* для ВЭУ *i*;
L — количество испытательных ВЭУ.

Однако в случае испытаний с анемометром, установленным на гондоле, формула (К.1) обычно не применяется. Формула (К.1) подразумевает полную независимость результатов испытаний по каждой ВЭУ, означая, что результаты по отдельным испытаниям не коррелируются от одного объекта к другому. На практике испытания на многочисленных ВЭУ с анемометрами на гондоле будут иметь значительную степень корреляции:

- большинство отдельных испытательных ВЭУ на одной территории будут использовать идентичные измерительные системы;
- калибровки отдельных анемометров на гондоле будут, как правило, проводиться при помощи одной калибровочной аппаратуры;
- один и тот же свободный ветровой поток для передаточной функции скорости ветра на гондоле будет обычно использован для всех ВЭУ.

Как следствие, применение формулы (К.1) приведет к заниженной погрешности в среднем значении *AEP*.

Поэтому для более точной оценки погрешности в средней *AEP* необходимо установить практический метод соотношения коррелированных компонентов погрешности.

К.2 Метод расчета погрешности измерений

Для начала берется представленное ниже выражение для общей стандартной погрешности в расчетной годовой выработке энергии по одной ВЭУ (u_{AEP}):

$$u_{\mathrm{AEP}}^2 = N_{\mathrm{h}}^2 \sum_{i=1}^{N}\sum_{j=1}^{N}\sum_{k=1}^{M}\sum_{l=1}^{M} f_i\, c_{k,i}\, u_{k,i}\, f_j\, c_{l,j}\, u_{l,j}\, \rho_{k,l,i,j}\,, \qquad (К.2)$$

где N_{h} — количество часов в одном году ≈ 8760;
N — число бинов;
M — количество компонент погрешности;
f_i — относительное присутствие скорости ветра в бине *i*;
$c_{k,i}$ — коэффициент чувствительности компоненты *k* в бине *i*;
$u_{k,i}$ — стандартная погрешность компоненты *k* в бине *i*;
f_j — относительное присутствие скорости ветра в бине *j*;
$c_{l\,j}$ — коэффициент чувствительности компоненты *l* в бине *j*;
$u_{l,\,j}$ — стандартная погрешность компоненты *l* в бине *j*;
$\rho_{k,l,i,j}$ — коэффициент корреляции между компонентой *k* погрешности в бине *i* и компонентой *l* погрешности в бине *j*.

Для использования метода бинов для многочисленных ветроэнергетических установок необходимо провести два дополнительных суммирования.

$$u_{\text{AEP}}^2 = N_{\text{h}}^2 \sum_{m=1}^{L} \sum_{n=1}^{L} \left(\sum_{k=1}^{M} \sum_{l=1}^{M} \left(\sum_{i=1}^{N_m} \sum_{j=1}^{N_n} f_i \, c_{m,k,i} \, u_{m,k,i} \, f_j \, c_{n,l,j} \, u_{n,l,j} \, \rho_{m,n,k,l,i,j} \right) \right), \quad \text{(К.3)}$$

где N_m — число бинов для ВЭУ m;

N_n — число бинов для ветроэнергетической установки n;

$c_{m,k,i}$ — коэффициент чувствительности компоненты k в бине i на ВЭУ m;

$u_{m,k,i}$ — стандартная погрешность компоненты k в бине i на ветроэнергетической установке m;

$c_{n,l,j}$ — коэффициент чувствительности компоненты l в бине j на ВЭУ n;

$u_{n,l,j}$ — стандартная погрешность компоненты l в бине j на ВЭУ n;

$p_{m,n,k,l,i,j}$ — коэффициент корреляции между компонентой k погрешности в бине i на ветроэнергетической установке m и компонентой l погрешности в бине j на ветроэнергетической установке n.

Для оценки формулы (К.3) в общем виде необходимо разработать матрицу корреляции, размер которой определяется числом бинов (N), количеством компонентов погрешности (M) и количеством ВЭУ (L). Даже с упрощением допущений разработка матрицы корреляций данного размера является непрактичным занятием. Более того, при применении некоторых упрощающих допущений приемлемые оценки погрешности можно получить без полной матрицы корреляции, описанной выше.

Предлагаемый подход предназначен для избегания корреляций на уровне бина и рассмотрения вместо этого только корреляций после осуществления суммирования по бинам. В приложении Е погрешности данной компоненты категории А по данной ВЭУ суммируются по бинам, подразумевая полную независимость (К.4а), а погрешности данной компоненты категории В суммируются, предполагая полную корреляцию (К.4б).

Суммирование погрешности категории А:

$$s_{\text{AEP},m,k}^2 = N_{\text{h}}^2 \sum_{i=1}^{N_m} f_i^2 \, c_{k,i}^2 \, s_{k,i}^2 . \quad \text{(К.4а)}$$

Суммирование погрешности категории В:

$$u_{\text{AEP},m,k}^2 = N_{\text{h}}^2 \left(\sum_{i=1}^{N_m} f_i^2 \, c_{k,i}^2 \, s_{k,i}^2 \right), \quad \text{(К.4б)}$$

где $s_{\text{AEP},m,k}$ — погрешность в AEP из компоненты k категории А на ВЭУ m;

$u_{\text{AEP},m,k}$ — погрешность в AEP из компоненты k категории В на ВЭУ m;

$s_{k,i}$ — стандартная погрешность компоненты k категории А в бине.

Суммирования (К.4) производятся для каждой компоненты погрешности k на каждой ВЭУ m для установления влияния погрешности на AEP. Затем данные погрешности можно суммировать по ВЭУ путем введения коэффициентов корреляции.

Следующие допущения относительно корреляций между ВЭУ могут быть сделаны:

- все компоненты погрешности категории А являются независимыми друг от друга несмотря на то, вычислены ли они по одной ВЭУ или по разным ветроэнергетическим установкам;
- все компоненты погрешности категории А являются независимыми от компонент погрешности категории В несмотря на то, вычислены ли они по одной ВЭУ или по разным ветроэнергетическим установкам;
- все компоненты погрешности категории В различных типов являются независимыми, несмотря на то, вычислены ли они по одной ВЭУ или по разным ВЭУ;
- компоненты погрешности категории В одного типа обычно имеют некоторую степень корреляции между ВЭУ в диапазоне от 0 до 1.

Принимая вышеуказанные допущения необходимо определить только коэффициенты корреляции для компонент погрешности одного типа между разными ВЭУ.

Накладывая данные допущения, суммирование по ВЭУ для данной компоненты k категории А показано в (К.5а), а суммирование данной компоненты категории В показано в (К.5б).

Суммирование по ВЭУ для компоненты категории А:

$$s_{\text{AEP},k}^2 = \sum_{m=1}^{L} s_{\text{AEP},m,k}^2 . \quad \text{(К.5а)}$$

Суммирование по ветроэнергетическим установкам для компоненты категории В:

$$u_{\text{AEP},k}^2 = \sum_{m=1}^{L} u_{\text{AEP},m,k}^2 + 2 \sum_{m=1}^{L-1} \sum_{n=m+1}^{L} \left(u_{\text{AEP},m,k} \right) \left(u_{\text{AEP},n,k} \right) \rho_{m,n,k} , \quad \text{(К.5б)}$$

где $s_{AEP,\,k}$ — погрешность в *AEP* из компоненты *k* категории А;

$u_{AEP,\,k}$ — погрешность в *AEP* из компоненты *k* категории В;

$\rho_{m,n,k}$ — коэффициент корреляции между ВЭУ *m* и ВЭУ *n* для компоненты *k*.

Используя данный метод, определяется влияние каждой компоненты погрешности на погрешность общей *AEP* всего парка ветроэнергетических установок. Следует обратить внимание, что дальнейшее упрощение возможно, если подразумевается, что для каждой компоненты погрешности *M* один и тот же (либо очень близкий) коэффициент корреляции накладывается на все перестановки по ветроэнергетическим установкам *L*.

Т. к. все компоненты категории А и В являются независимыми, погрешность в общей *AEP* всего парка ветроэнергетических установок может быть определена при помощи метода вычисления суммарной величины как квадратного корня из суммы квадратов составляющих, представленного в формуле (К.6).

$$u_{AEP} = \sqrt{\sum_{k=1}^{M_A} s_{AEP,k}^2 + \sum_{k=1}^{M_B} u_{AEP,k}^2}, \qquad (К.6)$$

где M_A — количество компонент погрешности категории А;

M_B — количество компонент погрешности категории В.

Средняя погрешность в *AEP* является просто общей погрешностью в *AEP*, поделенной на количество ветроэнергетических установок *N*.

$$u_{AEP_{AFG}} = \frac{u_{AEP}}{N}. \qquad (К.7)$$

Обычно данная погрешность выражается в виде соотношения:

$$u_{AEP_{RATIO}} = \frac{u_{AEP}}{\sum_{m=1}^{L} AEP_m}, \qquad (К.8)$$

где AEP_m — *AEP*, измеренная на ВЭУ *m*.

Данный подход эффективно разъединяет строгую математическую формулировку таким образом, что приводит к более контролируемым работам на практике с сохранением очень сильных корреляций полной матрицы (*LxMxN* на *LxMxN*) коэффициентов корреляции.

Применение вышеуказанных формул показывает, что при увеличении размера выборки средняя погрешность в *AEP* всех ВЭУ уменьшается, величина снижения средней погрешности зависит в высшей мере от степени корреляции между ВЭУ. В приложении Л приводится руководство по оценке степени корреляции между разными ВЭУ и расчету выборки.

К.3 Метод расчета погрешности в выборке

Если цель испытания с использованием анемометра на гондоле — определить работоспособность целого парка, тогда необходимо рассмотреть дополнительную компоненту погрешности. Данная компонента является погрешностью выборки. Она считается стохастической или случайной ошибкой в выборке и указывает на то, как сильно среднее значение выборки испытательных ВЭУ влияет на среднее значение целой фермы.

Если рассматривать среднюю *AEP* небольшой выборки ветроэнергетических установок из намного большего количества, то погрешность выборки определяется следующим образом:

$$se_{AEP} = \frac{\sigma}{\sqrt{L}}, \qquad (К.9)$$

где se_{AEP} — среднеквадратическая погрешность в средней *AEP* выборки;

σ — среднеквадратичное отклонение измеренной *AEP* выборки.

Обычно на погрешность выборки не влияет процент рассматриваемой совокупности ветроэнергетических установок, т. к. совокупность имеет тенденцию к увеличению, а рассматриваемые проценты отличаются тенденцией к уменьшению. Однако если совокупность небольшая, и значительная часть совокупности подвергается испытанию, то формула (К.8) в данном случае не действует. Для учета более значительных соотношений размера выборки к размеру совокупности водится поправочный коэффициент; этот коэффициент относится к так называемому коэффициенту поправки для конечной совокупности. Данный коэффициент вводится в (К.9).

$$se_{AEP} = \frac{\sigma}{\sqrt{L}} \sqrt{\frac{X - L}{X - 1}}, \qquad (К.10)$$

где *X* — размер совокупности, обычно это количество ВЭУ на ветроэнергетической станции.

Накладывание уравнения (К.9) показывает, что при увеличении соотношения испытательных ВЭУ к ВЭУ в совокупности погрешность выборки стремится к нулю.

К.4 Суммарная погрешность измерения и выборки

Если испытание проводится не на целом парке, общая погрешность в *AEP* целого парка будет представлять функцию и погрешности измерения и погрешности выборки. Погрешность выборки можно рассматривать полностью независимой от погрешности измерения, тогда:

$$u_{\text{PARK AEP}} = \sqrt{u_{\text{AEP}}^2 + se_{\text{AEP}}^2}. \qquad \text{(К.11)}$$

Примечание — Если невозможно оценить точность метода испытания только по результатам одного испытания, тогда уравнение (К.11) нельзя использовать для испытательных выборок меньше двух. По результатам только одного испытания стандартное отклонение в (К.10) невозможно определить, а также невозможно оценить *se*. Таким образом, погрешность выборки может быть рассмотрена только при испытаниях нескольких ВЭУ.

Приложение Л
(справочное)

Пример расчета погрешности *NTF/NPC* для нескольких ветроэнергетических установок

Л.1 Введение

В данном приложении применяется метод, разработанный в приложении И для определения погрешности в измерении, полученной из измерений кривой мощности на гондоле при испытаниях нескольких ВЭУ. Рассматривается пример расчета погрешности по результатам проверки кривой мощности на трех отдельных ВЭУ.

В приложении Е, по каждой отдельной ВЭУ погрешности каждой измеренной величины рассчитываются по бинам и преобразуются в погрешности в мощности через коэффициенты чувствительности. Данные погрешности затем преобразуются в погрешности в *AEP* путем рассмотрения годового проявления ветра в каждом бине. Суммарная погрешность в *AEP* получается путем суммирования погрешностей либо сначала по компонентам, а затем по бинам, либо наоборот. Чтобы получить суммарную погрешность по нескольким ВЭУ, используется подход, разработанный в приложении К, с суммированием сначала по бинам, затем по ВЭУ, и, наконец, по компонентам.

Для суммирования компонентов погрешности по ВЭУ необходимо определить степень корреляции для каждой компоненты в каждой паре ВЭУ. В некоторых случаях будет правильным наложить упрощающие допущения либо о полной корреляции, либо о полной независимости; однако при испытании большей выборки единиц, когда корреляция между компонентами погрешности будет меняться, наиболее применимым считается более детальный подход. В данном приложении предлагается возможный диапазон допустимых значений.

К таблицам и формулировкам прилагаются условные обозначения, используемые в приложениях Е и К. При определении коэффициентов корреляции ρ индексы m и n относятся к отдельным испытательным ВЭУ, а индексы k и l относятся к отдельным компонентам погрешности. При обозначении определенных компонент погрешности будут использоваться индексы из таблицы Ж.3.

Л.2 Схема процедуры

Л.2.1 Анализы погрешности кривой мощности на гондоле для отдельных испытательных ВЭУ должны быть проведены для каждой испытательной ВЭУ m в соответствии с приложением Ж.

Л.2.2 Погрешности по бинам в электрической мощности ($u_{P,i}$), скорости ветра ($u_{V,i}$), температуре ($u_{T,i}$), давлении ($u_{B,i}$) и методе ($u_{M,i}$) должны быть вычислены и преобразованы в погрешности в *AEP* путем рассмотрения годового проявления ветра в каждом бине.

Л.2.3 Общее влияние на погрешность в *AEP* каждого компонента погрешности k на каждой испытательной ВЭУ m должно быть вычислено путем суммирований по бинам, используя уравнения (К.4а) и (К.4б).

Л.2.4 Влияние каждой компоненты погрешности k на погрешность в *AEP* всех ветроэнергетических установок (то есть сумма *AEP* отдельных ВЭУ) должно быть вычислено путем рассмотрения корреляций между ВЭУ и суммирований по данным ВЭУ, используя уравнения (К.5а) и (К.5б).

Примечание — Должен быть разработан перечень коэффициентов корреляции для определения степени корреляции для каждой компоненты между ВЭУ. Для разработки данного перечня представлена таблица Л.1. В таблице отдельно рассматривается погрешность каждой компоненты из таблицы Д.2, и предлагается диапазон значений коэффициентов корреляции. Так как значения являются крайне субъективными, необходимо провести оценку корреляций. Если возможно, рассмотрение корреляций следует использовать для оценки ковариации и эмпирического определения коэффициентов корреляции.

Л.2.5 Погрешность в *AEP* всех ВЭУ должна быть вычислена путем суммирований по компонентам k, используя уравнение (К.6).

Таблица Л.1 — Перечень коррелированных компонентов погрешности

Измеряемый параметр	Источник	Коэффициент корреляции	Условие	Диапазон значений	Примечание
Электрическая мощность	Трансформаторы тока	$\rho_{up1,m,n}$	Аппаратура одного типа Аппаратура разных типов	0,7—1,0 0,0—0,2	Использование трансформаторов тока одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В относительно фактических значений

Продолжение таблицы Л.1

Измеряемый параметр	Источник	Коэффициент корреляции	Условие	Диапазон значений	Примечание
Электрическая мощность	Трансформаторы напряжения	$\rho_{up2,m,n}$	Аппаратура одного типа Аппаратура разных типов	0,7—1,0 0,0—0,2	Использование трансформаторов напряжения одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В. Прямое измерение напряжения устраняет данную погрешность
	Датчик мощности или прибор для измерения мощности	$\rho_{up3,m,n}$	Аппаратура одного типа Аппаратура разных типов	0,7—1,0 0,0—0,2	Использование приборов для измерения мощности одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В
	Измерения динамической мощности	$\rho_{up4,m,n}$	Аппаратура одного типа Аппаратура разных типов	0,7—1,0 0,0—0,2	Использование приборов для измерения мощности одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В
	Сбор данных	$\rho_{udp,m,n}$	Аппаратура одного типа Аппаратура разных типов	0,7—1,0 0,0—0,2	Использование устройств сбора данных одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В относительно фактических значений
Скорость ветра	Погрешность калибровки анемометра	$\rho_{uv1,m,n}$	Одна и та же калибровочная лаборатория Разные калибровочные лаборатории	0,7—1,0 0,0—0,2	Использование одной и той же опорной точки при калибровке и метода ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В
	Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за направления ветра	$\rho_{uv2,m,n}$	Аппаратура одного типа Аппаратура разных типов	0,7 —1,0 0,0—0,2	Использование анемометров одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В относительно фактических значений
	Рабочие характеристики	$\rho_{uv3,m,n}$	Аппаратура одного типа	0,7—1,0	Использование анемометров одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В относительно фактических значений

Продолжение таблицы Л.1

<table>
<tr><th>Измеряемый параметр</th><th>Источник</th><th>Коэффициент корреляции</th><th>Условие</th><th>Диапазон значений</th><th>Примечание</th></tr>
<tr><td>Скорость ветра</td><td>Влияние монтажа</td><td>$\rho_{uv4,m,n}$</td><td>Согласно указанию в настоящем стандарте</td><td>0,7—1,0</td><td>Одинаковое крепление, необходимое для использования данной передаточной функции, ведет к корреляционной погрешности</td></tr>
<tr><td rowspan="6">Температура</td><td>Возмущение потока из-за рельефа между испытательными ветроэнергетическими установками</td><td>$\rho_{uv5,m,n}$</td><td>Матрица класса рельефа
<table><tr><th></th><th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th></tr><tr><td>1</td><td>0,7—1,0</td><td>0,5—0,8</td><td>0,3—0,6</td><td>0,1—0,4</td><td>0,0—0,3</td></tr><tr><td>2</td><td>0,5—0,8</td><td>0,5—0,8</td><td>0,3—0,6</td><td>0,1—0,4</td><td>0,0—0,3</td></tr><tr><td>3</td><td>0,3—0,6</td><td>0,3—0,6</td><td>0,3—0,6</td><td>0,1—0,4</td><td>0,0—0,3</td></tr><tr><td>4</td><td>0,1—0,4</td><td>0,1—0,4</td><td>0,1—0,4</td><td>0,1—0,4</td><td>0,0—0,3</td></tr><tr><td>5</td><td>0,0—0,3</td><td>0,0—0,3</td><td>0,0—0,3</td><td>0,0—0,3</td><td>0,0—0,3</td></tr></table></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Передаточная функция NTF</td><td>$\rho_{uv6,m,n}$</td><td>Одна и та же NTF
Разные NTF</td><td>1,0
0,0—0,5</td><td></td></tr>
<tr><td>Сбор данных</td><td>$\rho_{udv,m,n}$</td><td>Аппаратура одного типа
Аппаратура разных типов</td><td>0,7—1,0
0,0—0,2</td><td>Использование устройств сбора данных одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В</td></tr>
<tr><td>Датчик температуры</td><td>$\rho_{ut1,m,n}$</td><td>Аппаратура одного типа
Аппаратура разных типов</td><td>0,7—1,0
0,0—0,2</td><td>Использование устройств измерения температуры одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В</td></tr>
<tr><td>Защита от солнечного излучения</td><td>$\rho_{ut2,m,n}$</td><td>Аппаратура одного типа
Аппаратура разных типов</td><td>0,7—1,0
0,4—0,7</td><td>Использование защиты от солнечного излучения ведет к погрешности метода относительно фактических значений</td></tr>
<tr><td>Влияние монтажа</td><td>$\rho_{ut3,m,n}$</td><td>Одно местонахождение и крепление
Разные местонахождения и крепления</td><td>0,7—1,0
0,0—0,2</td><td></td></tr>
<tr><td>Сбор данных</td><td>$\rho_{udt,m,n}$</td><td>Аппаратура одного типа
Аппаратура разных типов</td><td>0,7—1,0
0,0—0,2</td><td>Использование устройств сбора данных одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В</td></tr>
</table>

Окончание таблицы Л.1

Измеряемый параметр	Источник	Коэффициент корреляции	Условие	Диапазон значений	Примечание
Давление	Датчик давления	$\rho_{ub1,m,n}$	Одна общая аппаратура Аппаратура одного типа Аппаратура разных типов	1,0 0,4—0,8 0—0,2	Использование устройств измерения давления одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В
	Влияние монтажа	$\rho_{ub2,m,n}$	Общая аппаратура Разная аппаратура	1,0 0,4—0,8	При использовании нескольких инструментов, крепление скорее всего будет схожим
	Сбор данных	$\rho_{udb,m,n}$	Аппаратура одного типа Аппаратура разных типов	0,7—1,0 0,0—0,2	Использование устройств сбора данных одного типа ведет к появлению одинаковых значений погрешности категории В
Метод	Поправка на плотность воздуха	$\rho_{um4,m,n}$	Одинаковая методика поправки для всех ВЭУ	1,0	
	Сезонные изменения	$\rho_{um5,m,n}$	Тестирование в одни и те же временные промежутки Тестирование в разные временные промежутки	1,0 0,3—0,8	
	Изменения в притоке воздуха к ротору	$\rho_{um6,m,n}$	Одинаковые режимы притока Разные режимы притока	0,7—1,0 0,0—0,4	
Статистический	Колебания электрической мощности	$\rho_{sp,m,n}$		0,0	Редкий и независимый

Л.3 Пример расчета погрешности измерения

В данном примере вычисляется погрешность из испытания, проводимого с тремя ВЭУ, входящими в парк, состоящий из 33 единиц. Делаются следующие допущения относительно корреляции:

- на три ВЭУ (№ 1, № 2 и № 3) приходится один датчик давления;
- все три ВЭУ используют системы сбора данных одного типа и модели;
- настройки измерения на ВЭУ № 1 и № 2 одинаковые;
- оборудование для измерения мощности на ВЭУ № 3 отличается от № 1 и № 2;
- датчик температуры на № 3 отличается от № 1 и № 2;
- анемометр, установленный на гондоле ВЭУ № 3, был откалиброван при помощи другого оборудования, в отличие от используемого на № 1 и № 2;
- три ВЭУ установлены в местах с различным рельефом: у первой ВЭУ класс рельефа 1, у второй ВЭУ класс рельефа 3, у третьей ВЭУ класс рельефа 5.

Что касается шага Л.2.1, анализ погрешности кривой мощности на гондоле для отдельной испытательной ветроэнергетической установки должен быть проведен для каждой испытательной ветроэнергетической установки. Результаты представлены ниже.

Таблица Л.2 — Данные по погрешности и *AEP* выборки с трех ВЭУ

Ветроэнергетическая установка	*AEP*, МВт·ч	Погрешность, МВт·ч	Коэффициент погрешности, %
1	6540,7	1321,0	20,20
2	6867,7	1373,8	20,00
3	6279,1	1281,4	20,41

В шаге Л.2.2, погрешности по бинам в электрической мощности, скорости ветра, температуре и т. п. вычисляются и, где необходимо, преобразуются в погрешности в *AEP* через коэффициенты чувствительности. В шаге Л.2.3, данные погрешности в мощности преобразуются в погрешность *AEP* путем рассмотрения годового проявления ветра в каждом бине. Общее влияние каждой компоненты погрешности вычисляется путем суммирований по бинам, используя уравнения (К.4а) и (К.4b). Образец таких расчетов по первой ВЭУ приведен ниже.

Таблица Л.3 — Влияние компонентов погрешности на погрешность *AEP* по ветроэнергетической установке 1

		Категория В										Категория А
Центр бина	Часы воздействия ветра	Электрическая мощность		Скорость ветра		Температура воздуха		Атмосферное давление		Метод		Колебание электрической мощности
м/с	ч	*uP*, 1, кВт	*T.n.*	*uV*, 1, кВт	*T.n.*	*uT*, 1, кВт	*T.n.*	*uB*, 1, кВт	*T.n.*	*uM*, 1, кВт	*T.n.*	*sP*, кВт
3,0	341,7	0,05		0,16		0,02		0,00		0,00		12,5
3,5	384,9	0,09		1,35		0,04		0,01		0,00		7,6
4,0	419,9	0,10		4,47		0,04		0,01		0,00		7,0
4,5	446,4	0,34		6,98		0,14		0,02		0,01		6,6
5,0	464,2	0,60		9,46		0,25		0,04		0,01		5,1
5,5	473,6	0,95		13,33		0,40		0,07		0,02		4,9
6,0	474,9	1,31		15,93		0,55		0,09		0,02		4,8
6,5	468,9	1,71		18,13		0,71		0,12		0,03		4,5
7,0	456,4	2,13		20,81		0,88		0,15		0,04		5,0
7,5	438,2	2,64		26,45		1,10		0,18		0,05		5,7
8,0	415,4	3,30		38,22		1,37		0,23		0,06		8,8
8,5	389,0	4,01		39,51		1,67		0,27		0,07		9,5
9,0	360,1	4,73		44,78		1,96		0,32		0,08		11,1
9,5	329,5	5,67		60,68		2,35		0,39		0,10		13,0
10,0	298,3	6,63		66,69		2,75		0,45		0,11		17,8
10,5	267,2	7,60		69,25		3,16		0,52		0,13		15,0
11,0	236,8	8,45		65,71		3,51		0,58		0,15		13,8
11,5	207,8	9,14		57,46		3,79		0,63		0,16		14,9
12,0	180,5	9,93		66,03		4,12		0,68		0,17		10,4
12,5	155,3	10,31		30,85		4,28		0,71		0,18		8,3
13,0	132,3	10,55		24,05		4,38		0,72		0,18		4,5
13,5	111,7	10,64		7,96		4,42		0,73		0,18		4,4
14,0	93,3	10,67		3,55		4,43		0,73		0,18		2,3
14,5	77,3	10,69		1,67		4,44		0,73		0,19		1,4
15,0	63,4	10,70		1,07		4,44		0,73		0,19		0,6
15,5	51,6	10,70		0,48		4,44		0,73		0,19		0,3
16,0	41,6	10,71		0,09		4,44		0,73		0,19		0,3
Суммирование по бинам, МВт		28,42		208,02		11,80		1,94		0,49		14,4

Здесь сведены в таблицу влияния первой компоненты в каждую категорию погрешности при проверке кривой мощности на гондоле. Влияния от остальных компонент погрешности мощности, скорости ветра, температуры, давления и метода будут вычислены таким же образом.

В шаге Л.2.4, влияние каждой компоненты погрешности на погрешность в *AEP* всех ВЭУ определяется путем рассмотрения корреляций между ВЭУ. Коэффициенты корреляции, использованные в данном примере, показаны в таблице Л.4. Данные компоненты суммированы по ветроэнергетическим установкам при помощи уравнений (К.5а) и (К.5b). Уравнение (К.5а) показано для первой компоненты в каждой группе.

	*wtg*1 ↓	*wtg*2 ↓	*wtg*3 ↓	*wtg*1 ↓ *wtg*2 ↓ ρ1,2 ↓	*wtg*1 ↓ *wtg*3 ↓ ρ1,2 ↓	*wtg*2 ↓ *wtg*3 ↓ ρ2,3 ↓	
$u^2_{AEP,u_{P,1}}$ =	$(28,42)^2$+	$(29,56)^2$+	$(27,57)^2$+	2(28,42)(29,56)(0,8)+	2((28,42)(27,57)(0,2)+	2(29,56)(27,57)(0,2)	(Л.1)
$u^2_{AEP,u_{V,1}}$ =	$(208,02)^2$+	$(216,34)^2$+	$(201,78)^2$+	2(208,02)(216,34)(0,9)+	2(208,02)(201,78)(0,2)+	2(216,34)(201,78)(0,2)	(Л.2)
$u^2_{AEP,u_{T,1}}$ =	$(11,80)^2$+	$(12,27)^2$+	$(11,45)^2$+	2(11,80)(12,27)(0,9)+	2(11,80)(11,45)(0,2)+	2(12,27)(11,45)(0,2)	(Л.3)
$u^2_{AEP,u_{B,1}}$ =	$(1,94)^2$+	$(1,94)^2$+	$(1,94)^2$+	2(1,94)(1,94)(1)+	2(1,94)(1,94)(1)+	2(1,94)(1,94)(1)	(Л.4)
$u^2_{AEP,u_{M,1}}$ =	$(0,45)^2$+	$(0,51)^2$+	$(0,48)^2$+	2(0,49)(0,51)(1)+	2(0,49)(0,48)(1)+	2(0,51)(0,48)(1)	(Л.5)
u^2_{AEP,s_P} =	$(14,40)^2$+	$(14,98)^2$+	$(13,97)^2$				(Л.6)

Результаты по полному перечню компонент погрешности показаны в таблице Л.4.

Таблица Л.4 — Суммирование компонентов погрешности по ВЭУ

Источник *k*	Влияние на погрешность в *AEP* по ВЭУ 1, МВт·ч	Влияние на погрешность в *AEP* по ВЭУ 2, МВт·ч	Влияние на погрешность в *AEP* по ВЭУ 3, МВт·ч	$\rho_{k,1,2}$ *или* $\rho_{k,2,1}$	$\rho_{k,1,3}$ *или* $\rho_{k,3,1}$	$\rho_{k,2,3}$ *или* $\rho_{k,3,2}$	Влияние, суммированное по ВЭУ, МВт·ч
Трансформаторы тока	28,42	29,56	27,57	0,8	0,2	0,2	66,52
Трансформаторы напряжения	18,95	19,71	18,38	0,8	0,2	0,2	44,35
Датчик мощности или прибор для измерения мощности	112,30	116,79	108,93	0,8	0,2	0,2	262,84
Измерения динамической мощности	65,64	68,27	63,67	0,8	0,2	0,2	153,63
Сбор данных	38,90	40,46	37,73	0,9	0,9	0,9	113,12
Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за скорости ветра	208,02	216,34	201,78	0,9	0,2	0,2	496,03
Погрешность калибровки анемометра на гондоле из-за направления ветра	138,68	144,23	134,52	0,9	0,2	0,2	330,69

Окончание таблицы Л.4

Источник k	Влияние на погрешность в *AEP* по ВЭУ 1, МВт·ч	Влияние на погрешность в *AEP* по ВЭУ 2, МВт·ч	Влияние на погрешность в *AEP* по ВЭУ 3, МВт·ч	$\rho_{k,1,2}$ *или* $\rho_{k,2,1}$	$\rho_{k,1,3}$ *или* $\rho_{k,3,1}$	$\rho_{k,2,3}$ *или* $\rho_{k,3,2}$	Влияние, суммированное по ВЭУ, МВт·ч
Рабочие характеристики	243,71	253,46	236,40	0,9	0,9	0,9	708,71
Влияние монтажа	194,16	201,93	188,34	0,9	0,9	0,9	564,62
Возмущение потока из-за рельефа между испытательными ветроэнергетическими установками	658,74	685,09	638,98	0,6	0,3	0,2	1510,23
Передаточная функция (*NTF*)	881,08	916,32	854,65	1	1	1	2652,05
Сбор данных	81,42	84,68	78,98	0,9	0,9	0,9	236,7
Датчик температуры	11,80	12,27	11,45	0,9	0,2	0,2	28,14
Защита от солнечного излучения	47,19	49,08	45,77	0,9	0,5	0,7	127,3
Влияние монтажа	7,79	8,10	7,56	0,9	0,9	0,9	22,66
Сбор данных	2,36	2,45	2,29	0,9	0,9	0,9	6,86
Датчик давления	1,94	1,94	1,94	1	1	1	5,82
Влияние монтажа	12,96	12,96	12,96	1	1	1	38,88
Сбор данных	1,94	1,94	1,94	1	1	1	5,83
Поправка на плотность воздуха	0,49	0,51	0,48	1	1	1	1,48
Сезонные изменения	416,05	432,69	403,57	1	1	1	1252,31
Изменения в притоке воздуха к ротору	416,05	432,69	403,57	0,8	0,3	0,4	1025,5
Колебания электрической мощности	14,40	14,98	13,97	0	0	0	25,04

По шагу Л.2.5 используется уравнение (К.6) и берется средняя квадратическая погрешность всех компонент для подсчета суммарной погрешности в измеренной *AEP* ВЭУ.

$$u_{AEP} = \sqrt{\begin{aligned}&(66{,}52)^2 + (44{,}35)^2 + (262{,}84)^2 + (153{,}63)^2 + (113{,}12)^2\\&+ (496{,}03)^2 + (330{,}69)^2 + (708{,}71)^2 + (564{,}62)^2 + (1510{,}23)^2 + (2652{,}05)^2 + (236{,}77)^2\\&+ (28{,}14)^2 + (127{,}3)^2 + (22{,}66)^2 + (6{,}86)^2\\&+ (5{,}82)^2 + (38{,}88)^2 + (5{,}83)^2\\&+ (1{,}48)^2 + (1252{,}31)^2 + (1025{,}5)^2\\&+ (25{,}04)^2\end{aligned}}$$

$$= 3646{,}68 \text{ МВт·ч} \qquad (Л.7)$$

В этом случае средняя погрешность равняется, МВт·ч:

$$u_{\mathrm{AEP}_{AVG}} = \frac{3646{,}88}{3} = 1215{,}56, \qquad (Л.8)$$

а соотношение погрешности будет:

$$u_{\mathrm{AEP}_{\mathrm{RATIO}}} = \frac{3646{,}88}{19687{,}50}\,100\ \% = 18{,}52\ \%. \qquad (Л.9)$$

Л.4 Пример расчета погрешности в выборке

Погрешность выборки для трех испытательных ВЭУ определяется из уравнения (К.9). Стандартное отклонение в *AEP* для трех ВЭУ составляет 4,49%. Если в полный парк входят 33 ВЭУ, то погрешность выборки вычисляется следующим образом:

$$se_{\mathrm{AEP}} = \frac{4{,}49\ \%}{\sqrt{3}}\sqrt{\frac{33-3}{33-1}} = 2{,}51\ \%. \qquad (Л.10)$$

Л.5 Суммарная погрешность

Общая суммарная погрешность для *AEP* всего парка ветроэнергетических установок вычисляется как квадратный корень из суммы квадратов погрешности измерения и погрешности выборки:

$$u_{\mathrm{PARK\,AEP}} = \sqrt{(18{,}52\ \%)^2 + (2{,}51\ \%)^2} = 18{,}69\ \%. \qquad (Л.11)$$

Л.6 Оценка размера и погрешности выборки

Для оценки влияния размера выборки на суммарную погрешность результаты с трех ветроэнергетических установок переносятся на 33 ветроэнергетические установки, подразумевая одинаковые результаты для каждых дополнительных трех испытательных ветроэнергетических установок. Получающееся снижение в погрешности измерения показано на рисунке Л.1.

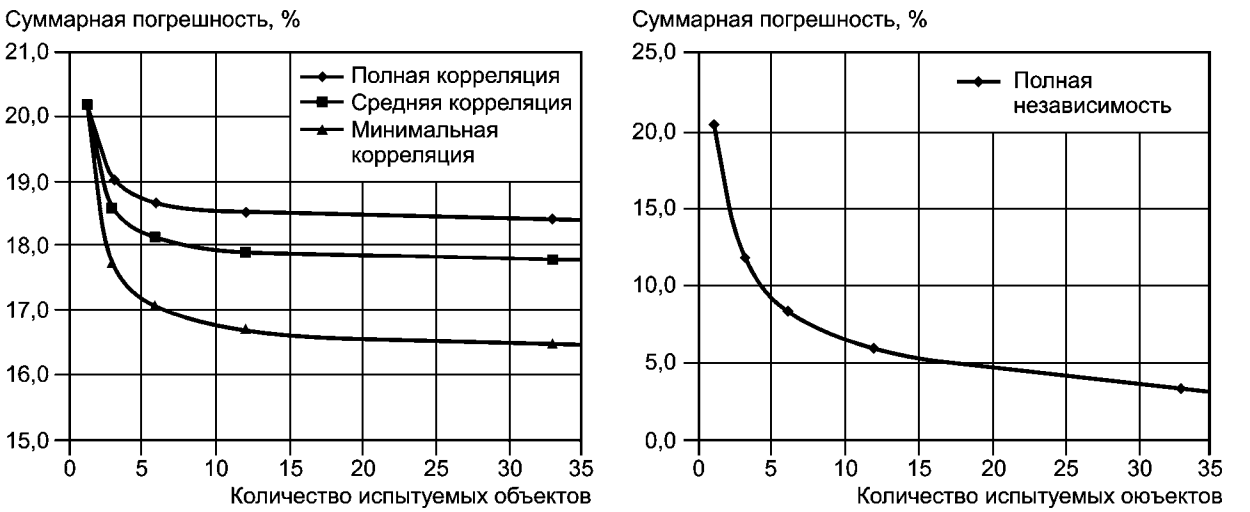


Рисунок Л.1 — Влияние испытания с несколькими ВЭУ на погрешность измерения

В примере с тремя ВЭУ 96 % компонентов погрешности по своей природе являются корреляционными. Это сопоставимо с 96,5 %, если выбирается набор с наивысшими коэффициентами корреляции, и 93 % при выборе наименьших коэффициентов. Результаты для данных двух случаев также показаны в таблице Л.1. На рисунке Л.1 показаны результаты, подразумевая полную независимость между всеми ВЭУ.

Для оценки влияния погрешности выборки результаты с трех ВЭУ переносятся на дополнительные ВЭУ (снова подразумевая одинаковые результаты), и полученное снижение в погрешности выборки показано на рисунке Л.2.

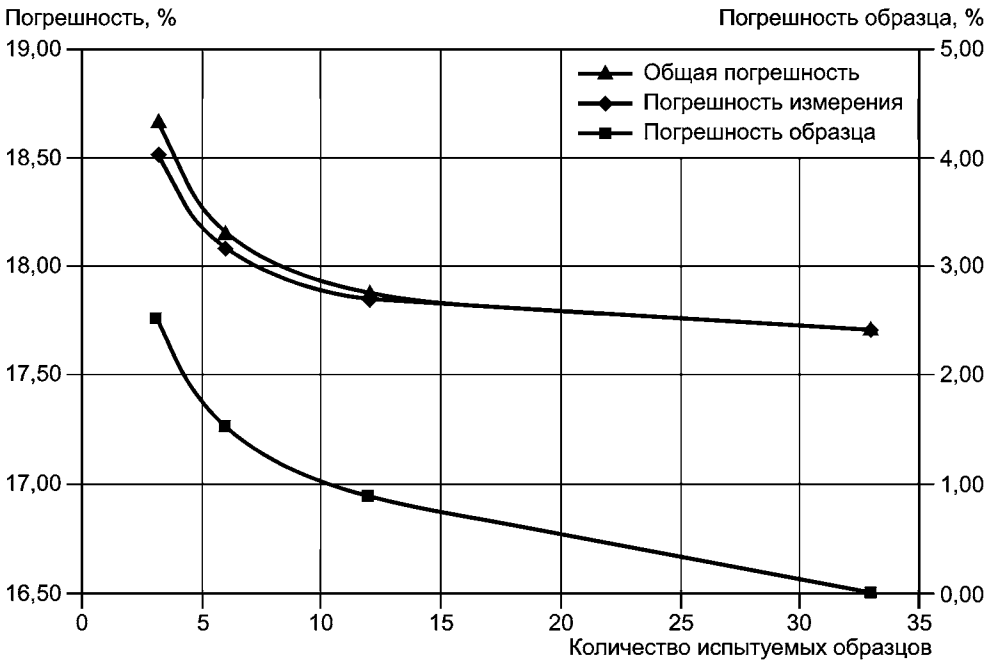


Рисунок Л.2 — Влияние испытания с несколькими ветроэнергетическими установками на погрешность измерения

Подразумевая, что все 33 ВЭУ проходили испытание, погрешность выборки была бы равна 0 %. Тогда единственной погрешностью была бы погрешность измерения. Исходя из рисунка Л.2, погрешность измерения для выборки из 33 ВЭУ равна 17,7 %.

Приложение М
(справочное)

Организация испытаний, безопасность и передача информации

М.1 Введение

В данном приложении даются рекомендации по организации испытаний относительно распределения ролей и ответственности, безопасности и передачи информации между сторонами-участниками. Термин «сторона-участник» должен относиться ко всем сторонам, участвующим каким-либо образом в испытании.

М.2 Ответственность за испытаний

Руководитель испытания должен быть назначен и должен обмениваться информацией со сторонами-участниками. Руководитель испытания должен нести ответственность за подготовку плана испытания, отбор персонала для испытания, трактовку методов и процедур испытания, оценку данных испытания и подготовку отчета по испытаниям.

М.3 Безопасность во время испытаний

Все специалисты, занятые в испытании, должны работать каждый на своем месте, должны в достаточной мере быть знакомы и подготовлены к работе в опасных условиях, которые могут преобладать в месте проведения испытания и должны выполнять применимые правила техники безопасности.

М.4 Передача информации

На любой испытательной ВЭУ должно быть четко обозначено, что эта ВЭУ предназначена для испытания, а также запланированная продолжительность испытания и контактная информация руководителя испытания и/или других представителей по безопасности и спасательных служб. Любой доступ к испытательной ВЭУ, осуществляемый любым лицом, должен быть зафиксирован в формуляре и о нем необходимо сообщить руководителю испытания. О любом дистанционном изменении рабочего режима испытательной ВЭУ необходимо также сообщать руководителю испытания.

М.5 До испытаний

Все соответствующие чертежи, документы, спецификации, сертификаты и отчеты должны находиться в распоряжении руководителя испытания. Перед началом испытаний испытательная ВЭУ должна пройти тщательную проверку на соответствие условиям испытания. План испытаний должен быть разработан до начала проведения испытаний руководителем испытаний и согласован со сторонами-участниками. План испытаний должен быть заблаговременно разослан сторонам-участникам для рассмотрения и одобрения в письменной форме. Там, где положения плана испытаний не четко отображены, должны применяться положения стандарта ГОСТ Р 54418.12.1.

М.6 Во время испытаний

Акт осмотра и другие соответствующие данные наблюдений во время калибровки оборудования, подготовки к испытанию или проведения испытания должны быть письменно зафиксированы руководителем испытаний, сразу же разосланы сторонам-участникам для составления письменных комментариев и включены в отчет по испытаниям вместе с полученными ответами. Любые данные наблюдений должны считаться важными, если какой-либо представитель стороны-участника считает их таковыми.

М.7 После испытаний

По требованию любой стороны-участника испытательная ВЭУ должна подвергаться осмотру после испытания в таком же объеме, что и до испытания. Руководитель испытания должен подготовить в черновом виде итоговый отчет в течение времени, зафиксированном в плане испытаний, и разослать сторонам-участникам.

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.180

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, ветроэнергетика, установки ветроэнергетические, метод измерения вырабатываемой мощности, анализ показателей мощности ветроэлектрической установки, анемометр, измерение скорости ветра, рельеф местности, отчетная документация

Редактор *Д. М. Кульчицкий*
Технический редактор *В. Н. Прусакова*
Корректор *Л. Я. Митрофанова*
Компьютерная верстка *З. И. Мартыновой*

Сдано в набор 12.01.2015. Подписано в печать 17.03.2015. Формат 60×84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал. Печать офсетная. Усл. печ. л. 9,30. Уч.-изд. л. 8,10. Тираж 35 экз. Зак. 1943.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Набрано и отпечатано в Калужской типографии стандартов, 248021 Калуга, ул. Московская, 256.

gost.e-ecolog.ru