

MOI



КНИГА-ПОБЕДИТЕЛЬ
конкурса рукописей учебников
по направлениям подготовки в МЭИ
2023/2024 гг.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Рекомендовано федеральным учебно-методическим объединением
в системе высшего образования по укрупненным группам
специальностей и направлений подготовки
13.00.00 «Электро- и теплоэнергетика» в качестве учебника
для реализации основных образовательных программ
высшего образования по направлению подготовки
«Электроэнергетика и электротехника»

Москва
Издательство МЭИ
2025

УДК 621.5
ББК 31.62
П 791

Подготовлено на кафедре гидроэнергетики
и возобновляемых источников энергии

Рецензенты: С.В. Грибков, докт. техн. наук, генеральный директор НИЦ «Виндэк»,
ст. науч. сотр. МК ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского;
В.Г. Николаев, докт. техн. наук, директор НИЦ «Атмограф»

Авторы: А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Е.В. Игнатъев, П.В. Илюшин, П.С. Шуркалов

П 791 Проектирование и эксплуатация ветроэлектрических станций: учебник /
А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Е.В. Игнатъев и др. – М.: Издательство МЭИ,
2025. – 560с.

ISBN 978-5-7046-3175-0

Учебник позволяет освоить базовые вопросы по разделам дисциплины, касающимся классификации и характеристик ВЭУ и ВЭС; режимов работы и управления ВЭУ; характеристик ветра и методов их расчета; моделирования ветровых ресурсов; основных задач проектирования, строительства и эксплуатации ВЭС; факторов, влияющих на характеристики ВЭУ и ВЭС; интеграции ВЭС в энергосистему и ветродизельных комплексов.

Для студентов, обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника».

УДК 621.5
ББК 31.62

ISBN 978-5-7046-3175-0

© Коллектив авторов, 2025
© Национальный исследовательский
университет МЭИ, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И АББРЕВИАТУР.....	14
ВВЕДЕНИЕ.....	18
1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ И РОССИИ.....	20
1.1. Общие положения.....	20
1.2. Состояние мировой ветроэнергетики.....	21
1.3. Состояние ветроэнергетики в Российской Федерации.....	30
1.4. Государственные формы поддержки развития ветроэнергетики в мире и Российской Федерации.....	37
1.5. Тенденции развития мировой ветроэнергетики.....	40
Контрольные вопросы и задания.....	44
Список литературы.....	45
2. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЭУ И ВЭС В МИРЕ И РОССИИ.....	48
2.1. Современные стандарты в ветроэнергетике.....	48
2.2. Классификация ВЭУ и ВЭС.....	50
2.2.1. Классификация ВЭУ по ориентации оси вращения ВК относительно земли.....	57
2.2.2. Классификация ВЭУ по схеме аэродинамического регулирования мощности.....	61
2.2.3. Классификация ВЭУ по частоте вращения ротора ветрогенератора.....	62
2.2.4. Классификация ВЭУ по типу механической связи между валом турбины и валом генератора.....	64
2.2.5. Классификация ВЭУ по мощности.....	65
2.2.6. Классификация ВЭУ по расположению.....	71
2.2.7. Классификация ВЭУ по условиям применения.....	71
2.2.8. Климатические характеристики ВЭУ.....	72
2.3. Основные виды ВЭУ с вертикальной осью вращения и особенности их конструкции.....	76
2.3.1. Ветроколесо ВЭУ.....	80
2.3.2. Силовой агрегат ВЭУ.....	80
2.3.3. Опорная конструкция ВЭУ.....	81
2.3.4. Фундаменты ВЭУ.....	81
2.3.5. Станция наземного оборудования ВЭУ.....	81
2.4. Основные виды ВЭУ с горизонтальной осью вращения и особенности их конструкции.....	82
2.4.1. Механические элементы.....	84
2.4.2. Электрические элементы.....	87
2.4.3. Механические и электрические системы управления.....	90

2.5. Необычные и инновационные ВЭУ.....	91
2.5.1. ВЭУ с несколькими рабочими колесами.....	91
2.5.2. ВЭУ с несколькими ветротурбинами.....	94
2.5.3. Другие виды ВЭУ.....	97
Контрольные вопросы и задания.....	100
Список литературы.....	100
3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЦЕССА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ	
ЭНЕРГИИ В ВЭУ.....	102
3.1. Общие положения.....	102
3.2. Физико-математические основы преобразования энергии ветра в механическую энергию вращения ветрового колеса.....	103
3.3. Баланс мощности ВЭУ.....	121
3.4. Мощностная характеристика ВЭУ и ее особенности.....	126
Контрольные вопросы и задания.....	129
Список литературы.....	130
4. РЕЖИМЫ РАБОТЫ И УПРАВЛЕНИЕ ВЭУ.....	132
4.1. Работа ветродвигателя без регулирования.....	132
4.2. Способы реализации контроля мощности ВЭУ.....	134
4.2.1. Регулирование ветроколеса выводом из-под ветра.....	134
4.2.2. Регулирование ветроколеса изменением угла установки лопастей	135
4.3. Особенности работы ВЭУ с различными типами генераторов.....	137
4.3.1. ВЭУ с асинхронным генератором.....	139
4.3.2. ВЭУ с синхронным генератором.....	141
4.4. Обзор стандартов в области управления ВЭУ.....	142
4.5. Состав системы управления ВЭУ и ВЭС.....	145
Контрольные вопросы и задания.....	153
Список литературы.....	153
5. КЛИМАТИЧЕСКИЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕТРА	
И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА.....	154
5.1. Термины и определения.....	154
5.2. Классификация климатических характеристик ветра.....	156
5.3. Основные источники исходной информации по ветровым ресурсам и методы их получения.....	160
5.3.1. Метеорология и основные этапы ее развития.....	160
5.3.2. Основные положения по проведению метеорологических наблюдений.....	163
5.3.3. Измерение характеристик ветра на метеостанциях России.....	168
5.3.4. Измерение скорости ветра на аэрологических станциях.....	174

5.4. Специализированные базы данных по ветровым ресурсам.....	178
5.4.1. Особенности специализированных баз данных по ветровым ресурсам	178
5.4.2. СБД «Погода России».....	179
5.4.3. СБД «Расписание Погоды».....	180
5.4.4. СБД «Флюгер».....	181
5.4.5. СБД «NASA».....	185
5.4.6. Глобальная метеорологическая СБД «Meteonorm».....	186
5.5. Характеристики ветровых ресурсов и методы их расчета.....	187
5.5.1. Общие сведения.....	187
5.5.2. Устранение неоднородностей в многолетних рядах наблюдений	187
5.5.3. Метод расчета повторяемостей скоростей и направлений ветра.....	190
5.5.4. Метод расчета продолжительности (обеспеченности) скорости ветра	194
5.5.5. Методы расчета средней скорости ветра, среднеквадратического отклонения и коэффициента вариации.....	195
5.5.6. Влияние временного расчетного интервала исходных данных на величину среднемноголетней скорости ветра.....	199
5.6. Временные вариации скорости и направлений ветра.....	201
5.6.1. Многолетние вариации скорости ветра.....	201
5.6.2. Годовые вариации скорости ветра.....	205
5.6.3. Суточные вариации скорости ветра.....	211
5.6.4. Краткосрочные вариации скорости ветра: турбулентность, порывистость ветра.....	212
5.6.5. Модели краткосрочных вариаций скорости ветра.....	215
5.7. Теоретические (модельные) характеристики повторяемости скорости ветра	218
5.7.1. Теоретические характеристики повторяемости скорости ветра	218
5.7.2. Методы определения параметров β и γ функции распределения Вейбулла.....	220
5.7.3. Табулированное распределение Гринцевича.....	226
5.7.4. Анализ применимости теоретических повторяемостей по распределению Вейбулла и Гринцевича в условиях различных регионов России.....	227
5.8. Энергетические характеристики ветра: мощность и энергия.....	234
5.8.1. Термины и определения.....	234
5.8.2. Влияние плотности воздуха на удельную мощность ветровой энергии.....	238
5.8.3. Влияние временного расчетного интервала исходных данных на среднемноголетнюю удельную мощность ветра.....	240
Контрольные вопросы и задания.....	242
Список литературы.....	244

6. МОДЕЛИРОВАНИЕ СКОРОСТИ ВЕТРА В ЗАДАННОЙ ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ТОЧКЕ ПО ДАННЫМ НАЗЕМНОЙ МЕТЕОСТАНЦИИ.....	246
6.1. Влияние земной поверхности на формирование ветра.....	246
6.1.1. Шероховатость местности.....	246
6.1.2. Классификация форм земной поверхности.....	248
6.1.3. Особенности ветрового потока над плоским рельефом с препятствиями.....	249
6.1.4. Особенности ветрового потока над неплоским рельефом.....	251
6.2. Типы неплоского рельефа.....	253
6.3. Методические основы оценки влияния земной поверхности на скорость ветра.....	255
6.4. Моделирование ряда скорости ветра на площадке ВЭС по данным МС аналога.....	259
6.4.1. Методика моделирования ряда скорости ветра на площадке ВЭС по данным МС аналога.....	259
6.4.2. Пример моделирования скорости ветра на площадке ВЭС по данным МС Аэропорт на территории Астраханской области	261
6.5. Выбор расчетного года.....	262
6.5.1. Методика выбора расчетного года.....	262
6.5.2. Пример определения полноты годового ряда.....	264
6.5.3. Пример выбора расчетного года на площадке ВЭС по данным МС Черный Яр на территории Астраханской области...	265
6.5.4. Пример выбора расчетного года на площадке ВЭС по данным МС Курумоч на территории Ставропольского края....	267
Контрольные вопросы и задания.....	271
Список литературы.....	272
7. ВЕРТИКАЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ВЕТРА. ВЕТРОИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ.....	274
7.1. Характеристики приземного слоя атмосферы.....	274
7.1.1. Классификация атмосферы Земли.....	274
7.1.2. Термодинамическая устойчивость атмосферы.....	275
7.1.3. Классы устойчивости атмосферы.....	278
7.2. Вертикальный профиль ветра.....	279
7.2.1. Логарифмический профиль скорости ветра по высоте.....	279
7.2.2. Степенной закон вертикального профиля скорости ветра. Методы определения показателя степенной функции m	282
7.2.3. Специализированная база данных «Вертикальный профиль ветра».....	285

7.3. Ветромониторинг.....	291
7.3.1. Ветроизмерительный комплекс.....	291
7.3.2. Проверка качества метеоданных и их обработка.....	297
7.4. Моделирование ряда скорости ветра по высоте.....	298
7.4.1. Формулы моделирования ряда скорости по высоте.....	298
7.4.2. Методика разработка модели вертикального профиля по данным АЭ аналога из СБД «Вертикальный профиль ветра»...	300
7.4.3. Пример разработки модели вертикального профиля ветра для площадки ВЭС (по данным МС Черный Яр) на территории Астраханской области.....	301
7.4.4. Пример разработки модели вертикального профиля ветра по данным ВИК Чокурдах на территории Дальневосточного федерального округа.....	303
Контрольные вопросы и задания.....	305
Список литературы.....	306
8. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЭС.....	308
8.1. Особенности и состав исходной информации для ветроэнергетических расчетов.....	308
8.2. Выбор информационного источника по ветровым ресурсам для площадки ВЭС.....	314
8.3. Региональные карты распределения среднесуточных энергетических характеристик ветра.....	319
8.4. Выбор площадки ВЭС.....	323
8.4.1. Основные критерии и требования, предъявляемые при выборе площадки под размещения ВЭС.....	323
8.4.2. Пример выбора площадки сетевой ВЭС на территории Астраханской области.....	326
8.4.3. Пример выбора площадки сетевой ВЭС на территории Самарской области.....	329
8.4.4. Пример выбора площадки сетевой ВЭС на территории Краснодарского края.....	331
8.4.5. Пример выбора площадки ВЭС, интегрируемой в состав ДЭС с. Новиково.....	333
8.4.6. Пример выбора площадки офшорной ВЭС в акватории Балтийского моря у побережья Калининградской области.....	336
8.5. Оценка долгосрочных ветровых ресурсов на площадке ВЭС.....	339
8.5.1. Методы оценки долгосрочных ветровых ресурсов на выбранной площадке ВЭС.....	339
8.5.2. Экологические методы.....	339

8.5.3. Методы, использующие данные атласов ветров.....	340
8.5.4. Статистические методы.....	340
8.5.5. Математическое моделирование.....	345
8.6. Выбор наиболее энергоэффективной модели ВЭУ.....	348
8.6.1. Основные критерии и требования, учитываемые при выборе модели ВЭУ.....	348
8.6.2. Климатическое исполнение ВЭУ.....	349
8.6.3. Классы безопасности ВЭУ.....	351
8.6.4. Выбор модели ВЭУ по критериям энергоэффективности.....	355
Контрольные вопросы и задания.....	358
Список литературы.....	359
9. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ВЭС.....	361
9.1. Этапы проектирования и строительства ВЭС.....	361
9.2. Предпроектная проработка. Исходные данные для проектирования....	362
9.2.1. Техническое задание на проектирование ВЭС.....	363
9.3. Инженерные изыскания.....	366
9.3.1. Инженерно-геодезические изыскания.....	367
9.3.2. Инженерно-геологические изыскания.....	368
9.3.3. Инженерно-гидрометеорологические изыскания.....	369
9.3.4. Инженерно-экологические изыскания.....	370
9.4. Проектная документация.....	370
9.4.1. Состав проектной документации.....	372
9.4.2. Экспертиза проектной документации.....	376
9.5. Рабочая документация.....	379
9.5.1. Авторский надзор.....	380
9.6. Исполнительная документация.....	383
9.7. Строительно-монтажные и пусконаладочные работы.....	385
9.7.1. Основания для строительства. Разрешение на строительство и освобождение земли.....	385
9.7.2. Состав строительства.....	387
9.7.3. Экология строительства.....	387
9.7.4. Подготовительный период и обеспечение строительства ресурсами	388
9.7.5. Строительно-монтажные работы в строительстве.....	389
9.7.6. Система контроля качества в строительстве.....	390
9.7.7. Пусконаладочные работы.....	390
9.7.8. Рабочая и приемочная комиссия.....	392
9.8. Организация эксплуатации ВЭС и ее особенности.....	393
9.8.1. Основные понятия по эксплуатации энергетического оборудования	393

9.8.2. Руководящие документы по эксплуатации зданий и сооружений (ЗиС) и оборудования ВЭС.....	394
9.8.3. Персонал для эксплуатации ВЭС и ВДК.....	395
9.8.4. Виды эксплуатационных работ.....	396
9.8.5. Ликвидация аварий и Аварийно-восстановительные ремонты (ЛААВР).....	398
9.8.6. Особенности эксплуатации схемы выдачи мощности ВЭС.....	399
9.8.7. Подготовка персонала для нового энергетического объекта....	400
Контрольные вопросы и задания.....	401
Список литературы.....	402
10. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ МОЩНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЭУ И ВЭС	405
10.1. Особенности способов управления мощностью ВЭУ.....	405
10.2. Модельные и натурные характеристики ВЭУ.....	409
10.3. Влияние основных факторов на мощностную (или энергетическую) характеристику ВЭУ.....	410
10.3.1. Влияние среднегодовой скорости ветра на годовую выработку ВЭУ и оптимальную скорость вращения ВК ВЭУ.....	411
10.3.2. Влияние плотности воздуха на мощностную характеристику ВЭУ	412
10.3.3. Влияние диаметра ВК на годовую выработку ВЭУ.....	417
10.3.4. Влияние удельной подведенной мощности ветра на удельную годовую выработку ВЭУ.....	418
10.3.5. Влияние работы ВЭУ с переменной скоростью вращения ВК на энергетические характеристики ВЭУ.....	419
10.3.6. Влияние высоты башни ВЭУ на выработку электроэнергии...	420
10.3.7. Влияние количества лопастей ВК на коэффициент мощности в зависимости от быстроходности.....	420
10.3.8. Влияние ориентации ветроколеса по направлению ветра на коэффициент мощности.....	422
10.3.9. Влияние угла установки лопасти ветроколеса на мощностную характеристику ВЭУ.....	422
10.3.10. Влияние установленной мощности ВЭУ на выработку ВЭУ	423
10.3.11. Влияние модели вертикального профиля ветра на выработку ВЭУ.....	424
10.3.12. Влияние удельной мощности ветрового потока на значение расчетной скорости ветра современных ВЭУ.....	425
10.4. Метод расчёта годовой выработки ВЭУ по заданным мощностной характеристике ВЭУ и обеспеченности скорости ветра.....	426

10.5. Ориентировочная оценка времени работы ВЭУ с полной нагрузкой в течение года.....	427
10.6. Эффект «затенения» массива ВЭУ в составе ВЭС. Схемы размещения ВЭУ в составе ВЭС.....	428
10.7. Работа ВЭУ в условиях холодного климата.....	433
10.8. Методика определения выработки ВЭС с учетом различных видов потерь.....	448
Контрольные вопросы и задания.....	451
Список литературы.....	453
11. ИНТЕГРАЦИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ВЭС В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ.....	455
11.1. Международный опыт формирования технических требований к интеграции и функционированию ВЭС в составе энергосистем...	455
11.2. Требования нормативных документов к интеграции и функционированию ВЭС в России.....	462
11.3. Схемы технологического присоединения ВЭС к энергосистеме.....	470
11.4. Математическое моделирование ВЭУ и ВЭС. Особенности выполнения расчетов электрических режимов в сетях с ВЭС.....	476
11.4.1. Подготовка расчетной схемы электрической сети с ВЭС в ПК расчетов электрических режимов.....	478
11.4.2. Расчеты электрических режимов в сетях с ВЭС.....	483
11.5. Проблемные вопросы интеграции и функционирования ВЭС в России.....	493
11.6. Способы обеспечения надежного функционирования ВЭС в составе энергосистем.....	497
11.6.1. Повышение величины остаточного напряжения на выходе инверторных преобразователей ВЭУ.....	498
11.6.2. Внесение изменений в аппаратную часть инверторных преобразователей ВЭУ.....	505
11.6.3. Установка дополнительных фильтрокомпенсирующих устройств на ВЭС.....	508
Контрольные вопросы и задания.....	514
Список литературы.....	516
12. ВЭС В СОСТАВЕ ВЕТРОДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА.....	519
12.1. Основные положения по ветродизельным энергокомплексам.....	519
12.1.1. Назначение и область применения ветродизельных энергокомплексов.....	519

12.1.2. Степень использования ВЭС по мощности и энергии в составе ветродизельных энергокомплексов.....	521
12.1.3. Коэффициент полезного действия ветродизельного энергокомплекса.....	525
12.2. Структурные схемы ветродизельных энергокомплексов.....	527
12.3. Проектирование ветродизельных энергокомплексов.....	530
12.3.1. Этапы проектирования ВДЭК.....	530
12.3.2. Цели и влияющие факторы создания ВДЭК.....	531
12.3.3. Условия выбора мощности ДГУ и ДЭС в составе ВДЭК.....	532
12.3.4. Критерии и требования, учитываемые при выборе ВЭУ.....	533
12.3.5. Выбор оптимального состава оборудования ВДЭК.....	535
12.3.6. Итоговые показатели энергетической эффективности ВДЭК...	537
12.4. Баланс мощности ветродизельного комплекса.....	537
12.4.1. Состав исходной информации.....	537
12.4.2. Алгоритмы баланса мощности ВДЭК без аккумулирования энергии.....	538
12.4.3. Пример расчета баланса мощности ВДЭК и выбора оптимального варианта состава его оборудования...	542
12.4.4. Влияние учета фактического расхода топлива на энергетическую эффективность ВЭС в составе ВДЭК.....	552
Контрольные вопросы и задания.....	556
Список литературы.....	557

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И АББРЕВИАТУР

- АБ – аккумуляторная батарея
АГ – асинхронный генератор
АЭ – аэрологическая метеостанция
АПВ – устройство автоматического повторного включения
АРЧВ – автоматический регулятор частоты вращения
АРВ – автоматический регулятор возбуждения
АССГ – асинхронизированный синхронный генератор
АЭС – атомная электростанция
В – восток
в.д. – восточная долгота
ВДЭС – ветродизельная электростанция
ВИК – ветроизмерительный комплекс
ВИЭ – возобновляемые источники энергии
ВМО – Всемирная метеорологическая организация
ВМС – временная метеорологическая станция
ВНИИГМИ–МЦД – Всероссийский научно-исследовательский институт гидрометеорологической информации – Мирового центра данных
ВО – вертикально-осевая
ВПВ – вертикальный профиль ветра
ВСВ – востоко-северо-восток
ВРИ – вид разрешенного использования
ВЭР – ветроэнергетические расчеты
ВЭС – ветроэлектрическая станция
ВЭУ – ветроэнергетическая установка
ВЮВ – востоко-юго-восток
Генплан – генеральный план
ГГО – Главная геофизическая обсерватория им. А.И. Воейкова
ГМО – гидрометеорологическая обсерватория
ГМС – гидрометеорологическая станция
ГМП – гидрометеопост
ГО – горизонтально-осевая
Госкомгидромет – Государственный комитет России по гидрометеорологии и контролю окружающей среды
ГПЗУ – градостроительный план земельного участка
ГЭС – гидроэлектростанция
ДГУ – дизельгенераторная установка
ДЗ – дистанционная защита

ДЗЛ – дифференциальная защита линии
ДПМ – договор поставки мощности
ДЭУ – дизельная энергоустановка
ИД – исполнительная документация
З – запад
з.д. – западная долгота
ЗСЗ – западо-северо-запад
ЗЮЗ – западо-юго-запад
ИСЗ – искусственный спутник Земли
КЗ – короткое замыкание
КИУМ – коэффициент использования установленной мощности
КЛ – кабельная линия
КПД – коэффициент полезного действия
ЛЭС – локальная энергетическая система
ЛЭП – линия электропередач
МВЭУ – малая ветроэнергетическая установка
МКП – метод корреляционного предсказания
млн. т.у.т./год – миллионы тонн условного топлива в год
мм рт. ст. – миллиметры ртутного столба
МС – метеорологическая станция
МТЗ – максимальная токовая защита
НИР – научно-исследовательская работа
о.е. – относительные единицы
ОМС – опорная метеорологическая станция
ОЭС – объединенная энергетическая система
ПА – противоаварийная автоматика
ПЗЗ – правила землепользования и застройки
ПМТ – проект межевания территории
ПНР – пуско-наладочные работы
ППТ – проект планировки территории
РАВИ – Российская Ассоциация ветроиндустрии
РЛП – радиолокационная позиция
Ростехнадзор – Федеральная служба по экологическому, технологическому
и атомному надзору
С – север
СБД – специализированная база данных
СВ – северо-восток
СВМ – схема выдачи мощности
СГ – синхронный генератор

СППМ – синхронный генератор на постоянных магнитах
СГТ – стандартный градиент температуры
СЗ – северо-запад
СМР – строительно-монтажные работы
СО ЕЭС – Системный оператор Единой энергетической системы
СРА – система радиозондирования атмосферы
СРЭ – система распределенной энергетики
ССВ – северо-северо-восток
ССЗ – северо-северо-запад
с.ш. – северная широта
ТЗ – техническое задание
ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности
ТЭО – технико-экономическое обоснование
ТО – токовая отсечка
ТО – техническое обслуживание
ТОС – точка общего соединения
ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ТЭО – технико-экономическое обоснование
ТЭС – тепловая электростанция
ТУ – технические условия
ТП – техническое присоединение
УГМС – Управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды
ЭИИ – экспертиза инженерных изысканий
ЭК – энергокомплекс
Ю – юг
ЮВ – юго-восток
ЮЗ – юго-запад
ю.ш. – южная широта
ЮЮВ – юго-юго-восток
ЮЮЗ – юго-юго-запад
AWEA – American Wind Energy Association – Американская ассоциация ветроэнергетики
BWE – Bundesverband Wind Energie – Ассоциация ветроэнергетики Германии
BWEA – British Wind Energy Association – Ассоциация ветроэнергетики Великобритании
DFIG – Doubly Fed Induction Generator – асинхронный генератор двойного питания
EESG – Electrically Excited Synchronous Generator – синхронный генератор с электрическим возбуждением

GWEC – Global Wind Energy Council – Всемирный совет по ветроэнергетике
HTS-SG – High-Temperature Superconducting Synchronous Generator – высокотемпературный сверхпроводящий синхронный генератор
HVAC – High-voltage alternating current – Высоковольтная линия электропередачи переменного тока
HVDC – High-voltage direct current – высоковольтная линия электропередачи постоянного тока
IEA – International Energy Agency – Международное энергетическое агентство
IEC – International Electrotechnical Commission – Международная электротехническая комиссия
IRENA – International Renewable Energy Agency – Международное агентство по возобновляемым источникам энергии
LCOE – Levelised Cost of Energy – нормированная стоимость электроэнергии
PMSG – Permanent Magnet Synchronous Generator – синхронный генератор с постоянными магнитами
SCIG – Squirrel Cage Induction Generator – асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором
WASP – Wind Atlas Analysis and Application Program
WRIG – Wound Rotor Induction Generator – асинхронный генератор с фазным ротором
WRSG – Wound Rotor Synchronous Generator – синхронный генератор с фазным ротором

ВВЕДЕНИЕ

Кафедра гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии (ГВИЭ) НИУ «МЭИ» является одной из ведущих организаций в России, выпускающих учебную литературу в области ветроэнергетики. В 2012 г. в Издательстве МЭИ было опубликовано учебное пособие «Основные характеристики ветра. Ресурсы ветра и методы их расчета», авторами которого являются Г.В. Дерюгина, Н.К. Малинин, Р.В. Пугачев и Т.А. Шестопалова. Данное учебное пособие охватывает вопросы физики атмосферы, информационного обеспечения ветроэнергетических расчетов, климатических и энергетических характеристик ветра и методов их расчета. В 2016 г. было опубликовано новое учебное пособие «Ветроэнергетика» за авторством А.Г. Васькова, Г.В. Дерюгиной, Н.К. Малинина и Р.В. Пугачева. Пособие представляет глубоко переработанный и дополненный вариант предыдущего издания – так, в него были введены разделы, посвященные обзору современного состояния ветроэнергетики; классификации ветроэлектрических установок (ВЭУ) и ветроэлектрических станций (ВЭС); основных положений процесса преобразования энергии в ВЭУ; и факторов, влияющих на теоретические характеристики ВЭУ и ВЭС.

С учетом современных реалий возникла насущная необходимость создания учебника по курсу «Проектирование и эксплуатация ВЭС», преподаваемого в рамках обучения в магистратуре по специальности 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» по образовательной программе «Энергоустановки на основе возобновляемых источников энергии». Данный курс охватывает все основные вопросы, связанные с подготовкой специалистов в области ветроэнергетики.

Коллектив авторов в составе А.Г. Васькова, Г.В. Дерюгиной, Е.В. Игнатьева, П.В. Илюшина и П.С. Шуркалова подготовил учебник по дисциплине «Проектирование и эксплуатация ВЭС» на основе как предыдущих учебно-методических изданий по этой тематике, так и базируясь на собственной глубокой экспертизе с учетом новейших методик и подходов, а также учебно-методических, научных и технических изданий, опубликованных в последние годы. Учебник позволяет освоить вопросы по разделам дисциплины, касающимся классификации и характеристик ВЭУ и ВЭС; характеристик, режимов работы и управления ВЭУ; характеристик ветра и методов их расчета; моделирования ветровых ресурсов в точку и на высоту; основных задач проектирования, проектного процесса, процесса строительства и эксплуатации в ветроэнергетике; факторов, влияющих на характеристики ВЭУ и ВЭС; интеграции ВЭС в энергосистему и работе ВЭС в составе ветродизельных комплексов.

Учебник предназначен для студентов, обучающихся по направлениям 13.03.02 и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», для аспирантов, проходящих подготовку по направлению 2.4.5 «Энергетические системы и комплексы», а также для студентов других направлений при выполнении бакалаврских и магистерских

выпускных квалификационных работ, связанных с решением проблем использования энергии ветра. Учебник может быть полезен специалистам, работа которых связана с проектированием, строительством и эксплуатацией ВЭС.

Учебник «Проектирование и эксплуатация ВЭС» является базовым для изучения курса «Проектирование и эксплуатация ВЭС», но также может быть использован в качестве дополнительных материалов по курсам «Теоретические основы возобновляемых источников энергии», «Физические основы использования возобновляемых источников энергии» и «Основное энергетическое и вспомогательное оборудование электростанций на основе возобновляемых источников энергии».

Для лучшего понимания теоретического материала, приведенного в учебнике, приводятся примеры расчета. В конце каждой главы для лучшего усвоения представленного материала также даются контрольные вопросы.

Главы 1 и 2 учебника, посвященные обзору современного состояния ветроэнергетики и классификации ВЭУ и ВЭС в России и мире написаны к.т.н., доцентом кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ» Петром Сергеевичем Шуркаловым. Главы 3 и 4, посвященные основным положениям преобразования энергии в ВЭУ и режимам работы и управлению ВЭУ написаны к.т.н., доцентом кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ» Алексеем Геннадьевичем Васьковым. Главы 5, 6, 7, 8 и 10, посвященные климатическим и энергетическим характеристикам ветра и методам их расчета; моделированию скорости ветра в точку по данным наземной метеостанции; вертикальному профилю ветра и ветроизмерительным комплексам и основным задачам проектирования ВЭС написаны старшим преподавателем кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ» Галиной Владимировной Дерюгиной. Главы 9 и 12, в которых освещаются вопросы проектирования, строительства и эксплуатации ВЭС и работы ВЭС в составе ветродизельных комплексов, написаны к.т.н., доцентом кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ» Евгением Витальевичем Игнатьевым. Глава 11 учебника, посвященная вопросам интеграции и функционирования ВЭС в составе энергосистемы, написана д.т.н., профессором кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ», главным научным сотрудником, руководителем Центра «Интеллектуальные электроэнергетические системы и распределенная энергетика» ИНЭИ РАН Павлом Владимировичем Илюшиным.

Авторы выражают благодарность аспирантам кафедры Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ» Дмитрию Алексеичу Мочалову и Никите Валерьевичу Сычёву за помощь в подготовке рукописи учебника к публикации, а также директору Объединенной лаборатории Института гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии (ОЛ ИГВИЭ) НИУ «МЭИ» Василию Яковлевичу Шеину за предоставление необходимых материалов для написания учебника. Авторы выражают отдельную благодарность рецензентам учебника – д.т.н., старшему научному сотруднику Московского комплекса ЦАГИ им. Н.Е. Жуковского, генеральному директору НИЦ «Виндэк» Сергею Владимировичу Грибкову и д.т.н., директору НИЦ «Атмограф» Владимиру Геннадьевичу Николаеву за их ценные замечания.

1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ И РОССИИ

1.1. Общие положения

Ветроэнергетические установки – технические устройства, предназначенные для преобразования кинетической энергии воздушных масс Земли в другие виды энергии (электрическую, механическую). С помощью ВЭУ используется только часть энергии ветра в рассматриваемом месте земной поверхности, так как физически невозможно использовать всю потенциальную энергию ветрового потока.

Существуют два различных физических принципа извлечения энергии ветра: менее эффективный основан на использовании силы сопротивления поверхности движущимся массам воздуха; более эффективный и более распространенный в мире использует аэродинамическую подъемную силу крыла или лопасти ВЭУ. Как правило, при использовании подъемной силы удается удвоить или даже утроить мощность, получаемую с заданного поперечного сечения крыла или лопасти ветроэнергетической установки, по сравнению с использованием силы сопротивления такого же поперечного сечения.

ВЭУ работают на открытом воздухе в разных климатических, географических и высотных условиях: при температуре от +50°C до –40°C; при разной плотности и влажности воздуха; при разных видах осадков – дождь, снег, лед, иней, град и др.; в больших диапазонах изменения скорости ветра – от 0 до 40 м/с и даже выше.

Большое влияние на технико-экономические показатели ВЭУ оказывает способ их применения в электроэнергетике: работа в больших современных энергосистемах с разной долей по мощности в разных точках их подключения к передающей или распределительной сети с учетом агрегирования по территории отдельной страны или нескольких стран; работа в локальных энергосистемах; работа на автономных потребителей, которые могут иметь весьма различные требования к качеству и виду тока, его частоте и напряжению. Для повышения экономической эффективности так называемые системные ВЭУ, как правило, объединяются в ветроэлектрические станции, которые представляют собой (по аналогии с традиционными электростанциями) электрическое объединение нескольких ВЭУ, расположенных компактно на заданной территории и имеющих общее управление.

Число ветроэнергетических установок, входящих в состав одной ВЭС, может достигать нескольких тысяч единиц. В зависимости от типа потребителя мощности современных ВЭУ колеблются от нескольких сотен ватт до 15 МВт и более.

В настоящий момент в данном секторе энергетики наряду с шельфовыми ВЭС все большее значение начинают приобретать морские (офшорные) ВЭС, работающие в открытом море, где глубина может достигать 60 м. В прибрежной зоне

в основном устанавливаются крупные ВЭУ мегаваттного класса. Такие станции работают в условиях влажного засоленного воздуха и больших диапазонов морского волнения, а порой даже в ледовых условиях.

Следует упомянуть и о повышенных современных социально-экологических требованиях к любым техническим устройствам, тем более работающим на открытом воздухе. Технические установки подобного типа оказывают визуальное и шумовое воздействие на окружающую среду, влияют на ареалы обитания некоторых видов птиц и маршруты их миграции, оказывают влияние на радиоэлектронную связь в регионе.

Все сказанное выше, а также факторы, влияющие на условия проектирования, сооружения и эксплуатацию ВЭУ, накладывают очень жесткие условия на производителей и проектировщиков ветроэнергетических установок во всем мире. При этом особое внимание сегодня уделяется унификации технических решений по ВЭУ для повышения их экономической, социальной и экологической эффективности для массового или серийного производства.

При проектировании и эксплуатации ветроэнергетических установок необходимо учитывать: независимый от человека вероятностный характер изменения скорости ветра по величине и по направлению в каждой точке земной поверхности; отсутствие корреляционных связей ветровых условий на больших территориях; невозможность аккумуляции энергии ветра во времени без использования специальных накопителей энергии (в отличие от гидроэлектростанций (ГЭС) с их водохранилищами, где последнее как раз и выступает в роли накопителя энергии); высокую вероятность появления штилей или очень больших скоростей ветра, когда ВЭУ вынуждены прекращать свою работу.

1.2. Состояние мировой ветроэнергетики

Современная ветроэнергетика является одной из интенсивно развивающихся отраслей мирового энергетического хозяйства (табл. 1.1). В XXI в. ежегодный прирост по выработке электроэнергии ВЭС мира составил в среднем 22% (от 11 до 38% в год), причем в первое десятилетие данный показатель достиг 27%, во второе – 17%.

Соответственно, по мощности в XXI в. – 20% (от 10 до 32% в год), в первом десятилетии – 28%, во втором – 14%.

На начало 2024 г., согласно данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (International Renewable Energy Agency, IRENA), суммарная установленная мощность всех ВЭУ в мире составила около 1020 ГВт.

Динамика изменения суммарной установленной мощности $N_{\text{вет}}$ ВЭС по странам мира с 2014 по 2023 гг. приведена в табл. 1.2 и на рис. 1.1 [1].

Таблица 1.1

**Установленная мощность¹, выработка электроэнергии
и время использования установленной мощности ВЭС в мире**

Год	Выработка электроэнергии, ТВт·ч	Прирост выработки электроэнергии		Установленная мощность, МВт	Прирост установленной мощности		Время использования установленной мощности, ч
		ТВт·ч	%		МВт	%	
1983	0,030	0,021	70	210	390	185	141
1984	0,051	0,022	43	600	420	70	84
1985	0,073	0,076	104	1020	250	24	71
1986	0,149	0,057	38	1270	180	14	117
1987	0,206	0,137	67	1450	130	9	142
1988	0,343	2,252	656	1580	150	10	217
1989	2,595	0,901	35	1730	200	12	1500
1990	3,496	0,528	15	1930	240	12	1811
1991	4,024	0,382	10	2170	340	16	1854
1992	4,406	0,987	22	2510	480	19	1753
1993	5,393	1,670	31	2990	500	17	1803
1994	7,063	0,581	8	3490	1290	37	2023
1995	7,644	1,277	17	4780	1317	28	1599
1996	8,921	2,685	30	6097	1495	25	1463
1997	11,606	3,757	32	7592	1127	15	1528
1998	15,36	4,957	32	8719	4781	55	1762
1999	20,32	9,65	47	13500	3800	28	1505
2000	29,970	6,778	22	17300	7090	41	1732
2001	36,748	13,848	38	24390	6790	28	1506
2002	50,596	10,919	22	31180	8115	26	1622
2003	61,515	18,963	31	39295	8398	21	1565
2004	80,478	19,112	24	47693	11331	24	1687
2005	99,590	26,466	27	59024	15098	26	1687
2006	126,056	38,325	30	74122	19808	27	1700
2007	164,408	47,404	29	93930	26972	29	1750
2008	211,812	50,751	24	120902	38311	32	1751
2009	262,563	65,287	25	159213	37417	24	1649
2010	327,850	105,887	32	196630	23490	12	1667
2011	433,737	91,795	21	220120	46793	21	1970

¹ Данные приведены на 31 декабря каждого года.

Год	Выработка электроэнергии, ТВт·ч	Прирост выработки электроэнергии		Установленная мощность, МВт	Прирост установленной мощности		Время использования установленной мощности, ч
		ТВт·ч	%		МВт	%	
2012	525,532	110,641	21	266913	32963	12	1969
2013	636,173	75,882	12	299876	49432	16	2121
2014	712,055	115,991	16	349308	66868	19	2038
2015	828,046	124,783	15	416176	50681	12	1990
2016	952,829	178,72	19	466857	47361	10	2041
2017	1131,549	126,546	11	514218	49295	10	2201
2018	1258,095	154,289	12	563513	58133	10	2233
2019	1412,384	176,093	12	621646	110764	18	2272
2020	1588,477	249,787	16	732410	93253	13	2169
		249,787	16		93253	13	
2021	1838,264	265	14	825663	73193	9	2226
2022	2103,264 ²	–	–	898856	118534	13	2340
2023	–	–	–	1017390	–	–	–

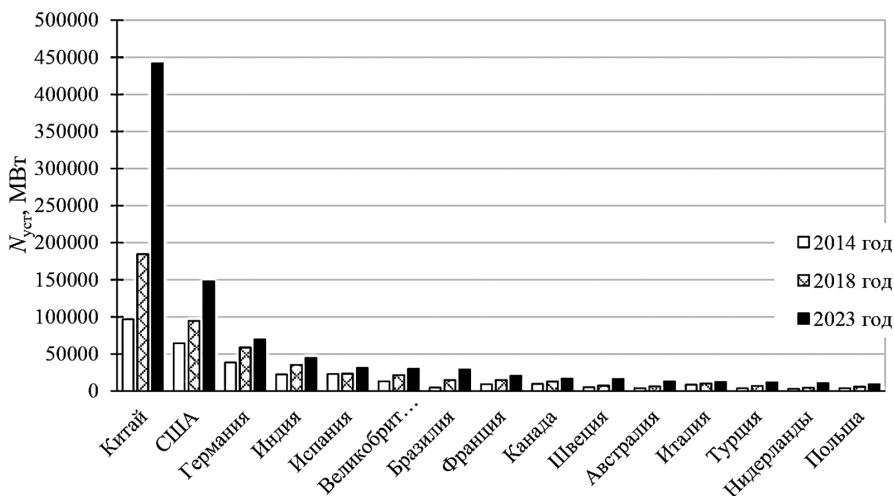


Рис. 1.1. Динамика суммарной установленной мощности ВЭС по отдельным странам с 2014 по 2023 гг.

² Оценка значения по данным Международного энергетического агентства (International Energy Agency, IEA) [2].

Таблица 1.2

**Суммарная установленная мощность ВЭС (МВт)
по странам мира с 2014 по 2023 гг.**

Страна	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Прирост мощности с 2014 по 2023 г., %
Китай	96819	131048	148517	164374	184665	209582	282113	328973	365964	441895	356
США	64430	72767	81502	87831	94666	103836	118664	133019	140862	148020	130
Германия	38614	44580	49435	55580	58721	60742	62201	63833	66294	69459	80
Индия	22465	25088	28700	32848	35288	37505	38559	40067	41930	44736	99
Испания	22925	22943	22990	23124	23405	25590	26819	27908	29308	31028	35
Великобритания	13074	14305	16126	19585	21606	23887	24458	25747	28760	30102	130
Бразилия	4888	7633	10129	12304	14843	15438	17198	21161	24163	29135	496
Франция	9201	10298	11567	13499	14900	16427	17514	18740	20811	20811	126
Канада	9694	11214	11973	12250	12816	13220	13636	14304	15295	16989	75
Швеция	5088	5819	6435	6611	7300	8681	9976	12116	14557	16252	219
Австралия	3797	4181	4324	5407	6409	7881	10207	10555	11966	12911	240
Италия	8683	9137	9384	9737	10230	10679	10871	11254	11780	12308	42
Турция	3630	4503	5751	6516	7005	7591	8832	10607	11396	11697	222
Нидерланды	2865	3391	4257	4202	4393	4484	6648	7769	8747	10749	275

Окончание табл. 1.2

Страна	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Прирост мощности с 2014 по 2023 г., %
Польша	3836	4886	5747	5759	5766	5838	6298	6967	8150	9307	143
Дания	4886	5077	5245	5489	6123	6111	6267	7021	7088	7482	53
Мексика	2569	3271	4051	4180	4180	6541	6995	7155	7313	7318	185
Финляндия	627	1005	1565	2044	2041	2284	2586	3257	5614	6957	1010
Вьетнам	53	136	160	205	237	375	518	4118	4628	5888	11009
Португалия	4857	4937	5124	5124	5172	5223	5122	5427	5455	5617	16
Бельгия	1933	2181	2334	2779	3305	3864	4673	4948	5251	5504	185
Япония	2753	2809	3205	3483	3498	3952	4120	4226	4372	5343	94
Греция	1978	2091	2370	2624	2877	3589	4119	4649	4879	5220	164
Норвегия	859	867	883	1207	1710	2914	4030	5049	5134	5065	490
Ирландия	2283	2451	2802	3319	3674	4126	4307	4339	4619	4807	111
Чили	736	910	1039	1305	1524	1620	2149	3137	3830	4510	513
Австрия	2110	2489	2730	2887	3133	3224	3226	3408	3736	3977	88
Аргентина	215	187	187	227	750	1609	2624	3292	3310	3706	1624
Южная Африка	569	1079	1473	2094	2094	2094	2516	2956	3103	3442	505
Румыния	3244	3130	3025	3030	3032	3038	3013	3015	3015	3087	-5
Россия	10	11	11	11	52	102	945	1955	2218	2518	25080

Годовая выработка электроэнергии всеми ВЭС на начало 2024 г. составила 7,8% (в начале 2013 г. – 3%) от всей потребляемой электроэнергии в мире. Некоторые страны особенно интенсивно развивают ветроэнергетику, в частности, на январь 2024 г. в ряде стран с помощью ветрогенераторов производилась следующая доля от мировой выработки электроэнергии: в Дании – 55%, в Ирландии – 34%, в Португалии – 26%; в Германии – 26%, в Великобритании – 25%, в Испании – 25% [3, 4].

Несмотря на далеко не рекордную долю выработки ВЭУ во всей генерации страны (порядка 9% на начало 2023 г.) опыт Китая примечателен ввиду того, что эта страна – лидер отрасли на текущий момент, достигнувший данного результата за счет интенсивного развития ветроэнергетики в XXI в. (табл. 1.3) [4].

С 2014 по 2023 гг. установленная мощность и выработка ВЭС Китая выросли более чем в 4,5 раза. В 2013 г. ввод новых мощностей ветроэлектрических станций в КНР составил практически 37 ГВт (около 50% от ввода всех новых ВЭС в мире).

Суммарные установленные мощности ВЭС десяти ведущих стран мира и их доли в общемировой мощности в период 2020–2023 гг. по данным IRENA представлены в табл. 1.4 [1]. Лидер в данном рейтинге – Китай, за ним следуют США, лидирующую позицию среди европейских стран занимает Германия.

На конец 2023 г. установленная мощность ветряных электростанций Китая достигла 442 ГВт – 43% от суммарной мировой мощности ВЭС.

В таблице 1.5 приведена информация о пяти наиболее крупных ветроэлектрических станциях в мире берегового базирования [5–8]. Крупнейшая наземная станция – ВЭС Liuquan (Gansu), расположенная в Китае. Объект представляет комплекс наземных ветряных электростанций, введенный в эксплуатацию в 2009 г. Планировалось увеличить мощность Gansu до 20 ГВт, однако, в ее окрестностях отсутствуют крупные потребители, на которых дополнительно выработка электроэнергии может быть непосредственно ориентирована [9].

Основное потребление электроэнергии (около 80%) в Китае приходится на прибрежные провинции. Большую часть снабжения осуществляют наземные ВЭС, расположенные на расстоянии более 1500 км от большинства крупных городов.

Таблица 1.3

**Изменение установленной мощности³ ($N_{\text{уст}}$)
и выработки электроэнергии (Э) ВЭС Китая с 2014 по 2023 гг.**

Год	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Э, ТВт·ч	160,206	185,965	242,388	305,015	366,452	406,560	467,037	656,705	763,343	–
$N_{\text{уст}}$, МВт	96819	131048	148517	164374	184665	209582	282113	328973	365964	441895

³ Данные приведены на 31 декабря каждого года.

Таблица 1.4

**Суммарные установленные мощности ВЭС десяти ведущих стран мира
и их доли в общемировой мощности в период 2020–2023 гг.**

Страна	2023 г.		2022 г.		2021 г.		2020 г.	
	$N_{уст}$, МВт	Доля в общемировой мощности, %	$N_{уст}$, МВт	Доля в общемировой мощности, %	$N_{уст}$, МВт	Доля в общемировой мощности, %	$N_{уст}$, МВт	Доля в общемировой мощности, %
Китай	441895	43,4	365964	40,7	328973	39,8	282113	38,5
США	148020	14,5	140862	15,7	133019	16,1	118664	16,2
Германия	69459	6,8	66294	7,4	63833	7,7	62201	8,5
Индия	44736	4,4	41930	4,7	40067	4,9	38559	5,3
Испания	31028	3,0	29308	3,3	27908	3,4	26819	3,7
Великобритания	30102	3,0	28760	3,2	25747	3,1	24458	3,3
Бразилия	29135	2,9	24163	2,7	21161	2,6	17198	2,3
Франция	20811	2,0	21120	2,3	18740	2,3	17514	2,4
Канада	16989	1,7	15295	1,7	14304	1,7	13636	1,9
Швеция	16252	1,6	14557	1,6	12116	1,5	9976	1,4
Остальные страны	168963	16,6	150603	16,8	139795	16,9	122427	16,7
Всего в мире	1017390	100	898856	100	825663	100	733565	100

Таблица 1.5

Информация по пяти наиболее крупным наземным ВЭС

Название ВЭС	$N_{вэс}$, МВт	Страна	Штат/область	Широта, град. с.ш.	Долгота, град. з.д.
Jiuquan (Gansu)	7965	Китай	Ганьсу	40,21	96,95
Jaisalmer	1600	Индия	Раджастан	26,92	70,9
Alta Wind Energy Centre	1550	США	Калифорния	35,02	118,3
Muppandal	1500	Индия	Тамилнад	8,25	77,59
Shepherds Flat	845	США	Орегон	45,7	120,06

Ввиду того, что Китай обладает огромным потенциалом офшорной ветроэнергетики, страна может обеспечить электроснабжение прибрежных провинций по конкурентоспособным ценам. Снижение стоимости электроэнергии будет достигнуто за счет близости генерации к центрам потребления, а также высокого коэффициента использования установленной мощности (КИУМ, $K_{иум}$) офшорных ветроэлектрических станций.

Рост внимания Китая к офшорной ветроэнергетике также может быть обусловлен тем, что власти страны с 2021 г. прекратили выделение субсидий на строительство наземных ВЭС [9].

Быстрыми темпами развиваются офшорные ВЭС и в мире. На начало 2024 г. суммарная установленная мощность всех ветроэлектрических станций такого типа в мире составила 75,2 ГВт: более 40% от данной величины расположены в Европе, 50% – в Китае, на остальной мир приходится около 9% [1].

Суммарная мощность офшорных ВЭС в мире на начало 2020 г. составляла 28,3 ГВт, 2021 г. – 34,4 ГВт, 2022 г. – 54,2 ГВт, 2023 г. – 62,6 ГВт, 2024 г. – 75,2 ГВт, т.е. прирост мощности за четыре года (2020–2024 гг.) составил 46,9 ГВт (около 166%).

В таблице 1.6 представлена информация по пяти наиболее крупным офшорным ВЭС в мире [10–15].

В настоящий момент реализуется рекордный проект среди морских станций – Dogger Bank с установленной мощностью 3,6 ГВт. Строительство ВЭС будет проходить в три этапа (Dogger Bank A, B, C), причем его окончание намечено на начало 2026 г. [9]. Сообщается, что станция уже выдала первые мегаватты мощности, однако до установленного значения еще далеко [16].

В совокупности в 2023 г. было поставлено ВЭУ суммарной мощностью около 100 ГВт. Основные производители турбин на начало 2024 г.: Goldwind – 16,4 ГВт, Envision – 15,4 ГВт, Vestas – 13,4 ГВт, Windey – 10,4 ГВт, Mingyang – 9 ГВт. Подробная статистика по компаниям-лидерам по производству турбин ВЭУ наземного и офшорного расположения представлена в табл. 1.7 и 1.8 соответственно [17].

В модельном ряде лидирующих компаний по производству ВЭУ представлены наземные турбины от 0,85 до 7,5 МВт и офшорные – от 4 до 16 МВт [17].

Крупнейшим в мире центром по изготовлению ключевых компонентов и сырья для производства ВЭУ является Китай: доля в производстве по выпуску лопастей составляет 60%, генераторов – 65%, гондол – 75%.

На долю китайских производителей турбин в 2023 г. пришлось более 60% мирового производства (66% – береговые, 58% – морские). Китайские компании активно продвигают свою продукцию на зарубежные рынки.

Таблица 1.6

**Информация
по пяти наиболее крупным офшорным ВЭС**

Название станции	Страна	Ши- рога, ° с.ш.	Дол- гота, ° в.д.	МВт, МВт	Удаление от берега, км	Площадь, км ²	Глубина, м	Состав				Год ввода
								Фирма	Модель	№взв, МВт	Кол-во, шт.	
Hornsea Project Two	Велико- британия	53,91	1,55	1320	89	462	30-40	Siemens Gamesa	SG 8.0- 167 DD	8	165	2022
Hornsea Project One	Велико- британия	53,89	1,79	1200	100	407	20-40	Siemens	SWT- 7.0-154	7	174	2020
Moray East	Велико- британия	58,19	-2,72	950	25	292	45	Vestas	V164- 9,5 MW	9,5	100	2022
Triton Knoll	Велико- британия	53,4	0,9	857	35	145	20	Vestas	V164- 9,5 MW	9,5	90	2022
Borsselle I&II	Нидер- ланды	51,67	3,04	752	22	112	14-36	Siemens Gamesa	SG 8.0- 167 DD	8	94	2020

Таблица 1.7

**Зарубежные лидеры производители наземных ВЭУ
на начало 2024 г.**

Компания	Страна	Мощность поставленных ВЭУ, ГВт
Goldwind	Китай	16,4
Envision	Китай	15,4
Vestas	Дания	13,4
Windey	Китай	10,4
Mingyang	Китай	9
GE Renewable Energy	США	8,1
SANY	Китай	7,9
Siemens Gamesa	Германия/Испания	7,7
Nordex Acciona	Германия/Испания	6,7
Dongfang Electric	Китай	6

Таблица 1.8

**Зарубежные лидеры производители офшорных ВЭУ
на начало 2024 г.**

Компания	Страна	Мощность поставленных ВЭУ, ГВт
Mingyang	Китай	3,1
Siemens Gamesa	Германия/Испания	1,9
Vestas	Дания	1,6
Envision	Китай	1,1
Goldwind	Китай	0,8
Windey	Китай	0,6
Dongfang	Китай	0,4

1.3. Состояние ветроэнергетики в Российской Федерации

Ветроэнергетика в Российской Федерации стала относительно активно развиваться последние несколько лет благодаря правительственным мерам поддержки. Основной такой мерой является программа договоров поставки мощности (ДПМ) по возобновляемым источникам энергии (ВИЭ).

По данным Системного оператора Единой энергетической системы России (СО ЕЭС) установленная мощность ветряных электростанций страны за 2020 г. резко увеличилась с 184,1 до 1027,51 МВт. По состоянию на конец 2021 г. данный

показатель достиг 2035,4 МВт. На начало 2024 г. установленная мощность ВЭС составляет 2,5 ГВт – около 1,1% выработки электроэнергии страны. Доля в производстве электроэнергии для ветряных электростанций составила 0,6%, $K_{\text{ИУМ}}$ в первом квартале 2024 г. составил 37,1% [18]. ВЭС расположены преимущественно в районах Крыма и Южных областей, а также в Мурманской области. Примечательно, что ветряные электростанции офшорного типа не получили практического распространения в Российской Федерации.

По оценкам В.Г. Николаева, где учтены подходы к расчету ресурсов ветра, все категории потенциала ветроэнергетики России значительно выше данных по оценкам 90-х гг. XX в. в 2–3 раза (табл. 1.9) [19, 20]. Также в табл. 1.9 приведены усредненные значения потенциала по данным Российской Ассоциации ветроиндустрии (РАВИ⁴) за 2022 г. [18].

Таблица 1.9

Технический потенциал энергии ветра по оценкам В.Г. Николаева, предшествующим изданиям других авторов и РАВИ

№	Федеральный округ	Технический потенциал по предшествующим изданиям, млрд. кВт·ч/год	Технический потенциал по В.Г. Николаеву, млрд. кВт·ч/год	Технический потенциал по данным ⁵ РАВИ, млрд. кВт·ч/год
1	Центральный	72	588	2265
2	Северо-Западный	433	1428	1945
3	Южный	177	564	4610
4	Приволжский	236	872,8	4495
5	Уральский	1617	1577	3065
6	Сибирский	1513	2754	5510
7	Дальневосточный	2469	3689	4225
	Итого	6517	11473	27230

По сведениям табл. 1.9 актуальные данные РАВИ превосходят технический потенциал по В.Г. Николаеву в среднем 2 раза. Таким образом, требуется уточнение и совершенствование современных методик оценки и научной базы в целом, что позволит более полно и точно оценивать величину технического потенциала ветроэнергетики.

⁴ 15 августа 2023 года на собрании членов Российской Ассоциации ветроиндустрии (РАВИ) было принято решение расширить сферу деятельности Ассоциации на все виды ВИЭ-генерации и электротранспорт и изменить название организации – Российская Ассоциация возобновляемых источников энергии и электротранспорта [21].

⁵ Усредненные значения (см. табл. 1.10).

Более подробно технический потенциал территориальных образований Российской Федерации по данным РАВИ представлен в табл. 1.10. В таблице 1.11 представлены действующие ветроэнергетические станции, расположенные на территории Российской Федерации [18, 22, 23]. Данные таблицы разделены на две группы в соответствии с наличием государственной поддержки ВЭС – построенных в рамках ДПМ ВИЭ-1 и вне программы.

Таблица 1.10

**Технический потенциал территориальных образований
Российской Федерации по данным РАВИ**

№	Федеральный округ	Территориальное образование	Технический потенциал, млн. МВт·ч/год
1	Центральный	Белгородская область	120–220
2		Брянская область	90–120
3		Владимирская область	0–50
4		Воронежская область	220–530
5		Ивановская область	0–50
6		Калужская область	50–90
7		Костромская область	0–50
8		Курская область	120–220
9		Липецкая область	120–220
10		Москва	50–90
11		Московская область	50–90
12		Орловская область	90–120
13		Рязанская область	120–220
14		Смоленская область	90–120
15		Тамбовская область	220–530
16		Тверская область	90–120
17		Тульская область	90–120
18		Ярославская область	0–50
19	Северо-Западный	Архангельская область	0–50
20		Вологодская область	50–90
21		Калининградская область	50–90
22		Ленинградская область	0–50
23		Мурманская область	220–530
24		Ненецкий автономный округ	530–1800
25		Новгородская область	0–50
26		Псковская область	50–90
27		Республика Карелия	0–50
28		Республика Коми	50–90
29		Санкт-Петербург	0–50

№	Федеральный округ	Территориальное образование	Технический потенциал, млн. МВт·ч/год
30	Южный	Астраханская область	220–530
31		Волгоградская область	530–1800
32		Краснодарский край	220–530
33		Республика Адыгея	0–50
34		Республика Калмыкия	530–1800
35		Республика Крым	120–220
36		Ростовская область	530–1800
37		Севастополь	120–220
38	Северо-Кавказский	Кабардино-Балкарская республика	0–50
39		Карачаево-Черкесская республика	0–50
40		Республика Дагестан	220–530
41		Республика Ингушетия	90–120
42		Республика Северная Осетия – Алания	90–120
43	Северо-Кавказский	Ставропольский край	220–530
44		Чеченская республика	90–120
45	Приволжский	Кировская область	120–220
46		Нижегородская область	120–220
47		Оренбургская область	530–1800
48		Пензенская область	120–220
49		Пермский край	120–220
50		Республика Башкортостан	220–530
51		Республика Марий Эл	0–50
52		Республика Мордовия	50–90
53		Республика Татарстан	220–530
54		Самарская область	120–220
55		Саратовская область	530–1800
56	Уральский	Удмуртская республика	50–90
57		Ульяновская область	220–530
58		Чувашская республика	0–50
59		Курганская область	220–530
60		Свердловская область	50–90
61		Тюменская область	120–220
62		Ханты-Мансийский автономный округ (Югра)	0–50
63		Челябинская область	220–530
64		Ямало-Ненецкий автономный округ	1800–2300
65		Сибирский	Алтайский край
66	Иркутская область		120–220
67	Кемеровская область		120–220
68	Красноярский край		1800–2300
69	Новосибирская область		530–1800
70	Омская область		220–530
71	Республика Алтай		50–90
72	Республика Тыва		120–220
73	Республика Хакасия		90–120
74	Томская область		50–90

№	Федеральный округ	Территориальное образование	Технический потенциал, млн. МВт·ч/год
75	Дальне-восточный	Амурская область	120–220
76		Еврейская автономная область	0–50
77		Забайкальский край	220–530
78		Камчатский край	0–50
79		Магаданская область	0–50
80		Приморский край	120–220
81		Республика Бурятия	120–220
82		Республика Саха (Якутия)	530–1800
83		Сахалинская область	0–50
84		Хабаровский край	0–50
85		Чукотский автономный округ	1800–2300

Таблица 1.11

Действующие ВЭУ и ВЭС в России

№	Название	Кол-во ВЭУ, шт.	Мощность, МВт
ВЭС, построенные с программой поддержки ДПМ ВИЭ-1 (2013-2024 гг.)			
1	Ульяновская ВЭС-1	14	35
2	Первый ветропарк	14	50,4
3	Адыгейская ВЭС	60	150
4	Второй ветропарк	52	197,6
5	Третий ветропарк	26	98,8
6	Седьмой ветропарк	24	100,8
7	Азовская ВЭС	26	90,09
8	Марченковская ВЭС	48	120
9	Четвертый ветропарк:		
	– Салынская ВЭС	24	100,8
	– Целинская ВЭС	24	100,8
10	Юстинская ВЭС	25	15
11	Кочубеевская ВЭС	84	210
12	Кузьминская ВЭС	64	160
13	Труновская ВЭС	24	60
14	Кармалиновская ВЭС	24	60
15	Бондаревская ВЭС	48	120
16	Медвеженская ВЭС	24	60
17	Одиннадцатый ветропарк:		
	– Холмская ВЭС	21	88,2
	– Черныярская ВЭС	9	37,8
	– Старицкая ВЭС	12	50,4

Окончание табл. 1.11

№	Название	Кол-во ВЭУ, шт.	Мощность, МВт
18	Пятнадцатый ветропарк:		
	– Излучная ВЭС	21	88,2
	– Манланская ВЭС	18	75,6
19	Котовская ВЭС (Восьмой ветропарк)	21	88,2
20	Кольская ВЭС	59	200,97
21	Берестовская ВЭС	24	60
ВЭС, построенные вне программы поддержки ДПМ ВИЭ			
22	Элистинская ВЭС	2	2,4
23	ВЭС Тюпкильды	3	1,65
24	ВЭС ООО «АльтЭнерго»	5	0,1
25	ВЭС в с. Тамар-Уткуль	7	2,725
32	Ушаковская ВЭС	3	5,1
33	Зеленоградская ВЭС	1	0,6
34	Останинская ВЭС ⁶	10	25
35	ВЭС в пос. Тикси	3	0,9
36	ВЭС на о. Беринга (с. Никольское)	4	1,05
37	ВЭС в пос. Усть-Камчатск	4	1,175
38	ВЭС в пос. Октябрьский	7	3,3
39	ВЭС в пос. Новиково	2	0,45
40	ВЭС в пос. Амдэрма	4	0,24
41	Анадырская ВЭС	10	2,5
42	ВЭС в пос. Лабытнанги	1	0,275
43	ВЭС в н.п. Унчи	1	0,1
Итого		769	2246,225

Ветроэлектрические станции России вплоть до начала 2022 г. оснащались производимыми на территории страны тремя моделями ВЭУ (табл. 1.12), локализованных для использования в ветроэнергетических проектах, участвующих в программе ДПМ ВИЭ. Исключением здесь является Ульяновская ВЭС-1, построенная и введенная в эксплуатацию в 2017 г., где были установлены 14 ВЭУ Dongfang мощностью 2,5 МВт каждая [24].

После введения санкционного режима в отношении Российской Федерации 2 из 3 производителей локализованных ветроэнергетических установок – Vestas и Siemens Gamesa – остановили производство. Единственной моделью, выпускаемой в России в настоящий момент, является локализованная версия ВЭУ Lagerwey L100-2.5 MW, производимая АО «НоваВинд» (табл. 1.12) [18].

⁶ ВЭС остановлена.

**Модельный ряд ветроэнергетических установок,
применяемых на ВЭС России**

Модель	Vestas V126	LP2 L100-2,5	SGRE G3.4-132
Производитель	ООО «Вестас Рус»	АО «НоваВинд»	Сименс Гамеса Рэньюэбл Энерджи
Установленная мощность, МВт	3,6/3,8/4,2	2,5	3,4
Диаметр ветроколеса, м	126	100	132
Высота башни, м	87	96	84-154
Основные узлы локализации	Лопасты (Ульяновская обл.)	Генератор, гондола, ступица и система охлаждения (Ростовская обл.)	Гондола и ступица (Ленинградская обл.)
	Гондола (Нижегородская обл.)	Башня (Ростовская обл.)	Башня (Ростовская обл.)
	Башня (Ростовская обл.)	–	–

Несмотря на трудности с обеспечением полного цикла производства в настоящий момент на территории Российской Федерации планируются к реализации ряд проектов ветроэлектрических электростанций.

В республике Дагестан планируется реализовать проект Каспийского ветропарка, который будет использовать силы прибрежных ветров. Проект, включенный в Схему и программу развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2023–2027 гг., предполагает реализацию двух объектов – Махачкалинской и Новолакской ВЭС [23].

Махачкалинская ВЭС (12,5 МВт) будет оснащена 5 ВЭУ Lagerwey L100-2,5MW, производимыми АО «НоваВинд». Плановый ввод совместного проекта ООО «Махачкалинская ВЭС» и АО «НоваВинд» намечен на 2024 г. [23, 25].

НоваВинд также планирует приступить к строительству Новолакской ВЭС в 2024 г. Место расположения объекта – республика Дагестан, общая мощность станции – 315 МВт. Ввод проекта в эксплуатацию предполагается осуществить в две очереди – в 2025 г. и 2026 г. [26].

Российская компания En+ Group совместно с китайскими партнерами планирует реализовать в Амурской области проект ветроэлектростанции, поставляющей энергию на экспорт в Китай. Мощность объекта составит 1 ГВт, начало строительства намечено на 2024 г., сроки ввода ВЭС не уточняются [27].

Для дальнейшего развития отрасли стране необходимо обеспечить производство отечественного ветрогенератора мультимегаваттного класса. В данный момент абсолютно все компоненты для производства установок такого класса могут производиться или уже производятся предприятиями российской промышленности. На текущий момент в стране может быть освоено производство всех критически важных компонентов ВЭУ, что позволит полностью контролировать цепочку производства. Таким образом, в среднесрочной перспективе у России появится и экспортный потенциал для ветроэнергетики.

Наряду с производственной базой также необходимо создание коммерческого рынка энергии ветра. Цена электроэнергии, которую может производить современная ВЭС, достигает 3,5 руб./кВт·ч. Данную цену можно зафиксировать на длительный период (более 15 лет). Затраты на реализацию проекта окупятся на 7–8 год существования ветроэлектрической станции, значительный экономический эффект проявится на 12–13 летнем интервале. При строительстве ВЭС основные инвестиции происходят на начальных этапах, дальнейшие эксплуатационные расходы невысоки и в них отсутствует волатильная топливная составляющая [28].

Таким образом, будущее и дальнейшее развитие ветроэнергетики Российской Федерации будет зависеть от создания отечественной производственной базы, а также мер государственной поддержки проектов.

1.4. Государственные формы поддержки развития ветроэнергетики в мире и Российской Федерации

Росту эффективности ВЭС в мире способствуют государственные и региональные формы поддержки развития ветроэнергетики: как прямые меры политики, направленные на стимулирование производства и установки новых ВЭУ в настоящее время, так и косвенные инструменты, направленные на улучшение долгосрочных рыночных условий работы и эксплуатации ВЭС (табл. 1.13).

Эти механизмы поддержки имеют все страны «Большой двадцатки», а также почти все страны Европейского союза.

В России, в частности, 28 мая 2013 г. было принято Постановление Правительства Российской Федерации № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» (с поправками от 01 июля 2024 г.).

Главные меры правительственной поддержки ветроэнергетики на оптовом рынке электроэнергии и мощности в России реализуются через механизмы договоров о предоставлении мощности (ДПМ ВИЭ). Цель такого финансирования – локализация производства оборудования для возобновляемой энергетики на территории страны и стимулирование распространения генерации на их основе.

При соблюдении всех требований участники, прошедшие конкурсный отбор и заключившие ДПМ, получают плату за мощность и плату за электроэнергию в течение последующих 15 лет [9].

Таблица 1.13

Типы механизмов поддержки ВИЭ

Типы механизмов	Прямые		Непрямые
	Ценовые	Количественные	
Регулируемые			
Инвестиционно-ориентированные	Инвестиционные стимулы, налоговые кредиты, льготные кредиты	Система торгов для инвестиционных грантов	Экологические налоги, упрощение процедуры авторизации
Ориентированные на генерацию энергии	Фиксированные льготные тарифы, фиксированная премиум-система	Система тендеров, продаваемые зеленые сертификаты	Плата за подключение, балансирующие расходы
Безвозмездные			
Инвестиционно-ориентированные	Акционерные программы. Программы вкладов	–	Добровольные (безвозмездные) соглашения
Ориентированные на генерацию энергии	Зеленые сертификаты	–	–

Основные направления поддержки в этой области нашли отражение в следующих документах [29].

– Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в редакции от 25.10.2024).

– Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (в редакции от 27.12.2024).

– Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (в редакции от 23.12.2024).

– Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года» (в редакции от 03.09.2024).

– Программа ДПМ ВИЭ-1 проводилась в период 2013-2023 гг., ее результатом стало введение 2,1 ГВт мощностей ВЭС. На период 2025-2035 гг. запланирован второй этап договоров поставки мощности – ДПМ ВИЭ-2. Ожидается, что результатом ДПМ ВИЭ-2 станет ввод 4,5 ГВт ветряных электростанций [30].

Для изолированных территорий меры поддержки направлены на обеспечение энергообеспечения через локальные проекты ВИЭ. Основные нормативные документы [29].

– Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (в редакции от 23.12.2024).

– Утвержденный Правительством РФ «План мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях» от 15.08.2019 № 7456п-П9.

– Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» (в редакции от 21.10.2024).

– Распоряжение Правительства РФ от 01.06.2021 № 1447-р «Об утверждении Плана мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» (в редакции от 28.02.2024).

– Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в редакции от 11.06.2021).

– Приказ Федеральной антимонопольной службы России от 14.02.2022 № 104/22 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях, а также по установлению цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), производимую с использованием квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах или на территориях, технологически не связанных Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами».

– Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 в редакции от 27.12.2024 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»).

Последние меры поддержки микрогенерации направлены на стимулирование установки малых ВИЭ-установок, включая ВЭУ, в частных домохозяйствах:

– Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (в редакции от 11.06.2021).

– Постановление Правительства РФ от 02.03.2021 г. № 299 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации».

Таким образом, меры государственной поддержки ветроэнергетики России направлены на адаптацию отрасли к текущим вызовам, включая санкционное давление и необходимость импортозамещения. При этом акцент делается как на масштабных проектах для оптового рынка, так и на локальных инициативах для изолированных территорий и домохозяйств.

1.5. Тенденции развития мировой ветроэнергетики

Развитию ВЭС в мире способствует ряд объективных факторов, характерных для современного топливно-энергетического комплекса (ТЭК): рост населения Земли, рост промышленного производства, повышение стоимости ископаемого органического топлива – основного источника энергии для тепловых электростанций (ТЭС), дефицит электроэнергии, рост значимости социально-экологических факторов и т.д.

Развивается международное сотрудничество стран в области ветроэнергетики, растет число людей, занятых в производстве ВЭУ и ВЭС. Происходит взаимное проникновение современных технологий проектирования, строительства, монтажа, эксплуатации и мониторинга, развиваются международные проекты (особенно в области морских ветроэлектрических станций), используется подход оказания комплексных услуг (монтаж и сервис), что обеспечивает снижение затрат на сервисное обслуживание.

Наибольшее распространение среди ВЭУ получили агрегаты с единичной мощностью 4–5 МВт. В мировой ветроэнергетике наблюдается тенденция к увеличению единичной мощности ВЭУ и, соответственно, увеличению высоты башни

и диаметра ветроколеса (табл. 1.14). Это связано с желанием повысить коэффициент полезного действия (КПД) установки (или коэффициент преобразования энергии ветра), сделать обслуживание более легким и более рационально использовать территорию, занимаемую ВЭУ и ВЭС. Все более широкое применение при производстве ВЭУ находят безредукторные технологии, увеличивается срок службы оборудования, обеспечивается рост «технического» коэффициента использования установленной мощности $K_{иум}$ (1%/год).

Таблица 1.14

Изменение максимальной установленной мощности и диаметра ротора ВЭУ с горизонтальной осью вращения с 1980 по 2023 гг.

Год	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2023
$N_{вэу}$, кВт	50	100	500	600	2000	4500	7500	10000	15000	18000
D_1 , м	15	20	40	50	80	120	126	180	236	260

Увеличивается спрос на агрегаты большей мощности (более 5 МВт) и замену маломощных установок на более крупные. Основные характеристики десяти моделей ВЭУ с наибольшей единичной мощностью, выпускаемых в мире на начало 2023 г., представлены в табл. 1.15 [17].

Таблица 1.15

Основные характеристики моделей ВЭУ с наибольшей единичной мощностью, выпускаемых в мире в 2023 г.

Производитель (фирма)	Модель ВЭУ	Страна	$N_{уст}$, МВт	D_1 , м	Расположение ВЭС	Год ввода
MingYang	MySE16.0-242	Китай	16	242	Наземная, офшорная	2024
Aerodyn	SCD nezzy2 twin-rotor	Германия	15	150	Офшорная	2022
Vestas	V236-15.0	Дания	15	236	Наземная, офшорная	2023
Bewind	BW 14.xM225	Германия	14	225	Офшорная	2020

Производитель (фирма)	Модель ВЭУ	Страна	$N_{уст}$, МВт	D_1 , м	Расположение ВЭС	Год ввода
General Electric	Haliade-X 14 MW	Германия	14	220	Наземная, офшорная	2023
Siemens Gamesa	SG 14-222 DD	Испания	14–15 ⁷	222	Офшорная	2024
Siemens Gamesa	SG 14-236 DD	Испания	14–15	236	Наземная, офшорная	2024
Dongfang	D13000-211 direct drive	Китай	12,5–13	211	Наземная, офшорная	2022
General Electric	Haliade-X 13 MW	Германия	13	220	Офшорная	2023
General Electric	Haliade-X 12 MW	Германия	12	220	Офшорная	2019

Размеры современных ветроэнергетических установок достигли масштабов, соизмеримых с известными мировыми сооружениями. Так, например, ВЭУ Haliade-X имеет высоту 260 м, что почти в 3 раза выше, чем статуя Свободы или часовая башня Биг-Бен, и соизмеримо с размерами Эйфелевой башни (рис. 1.2).

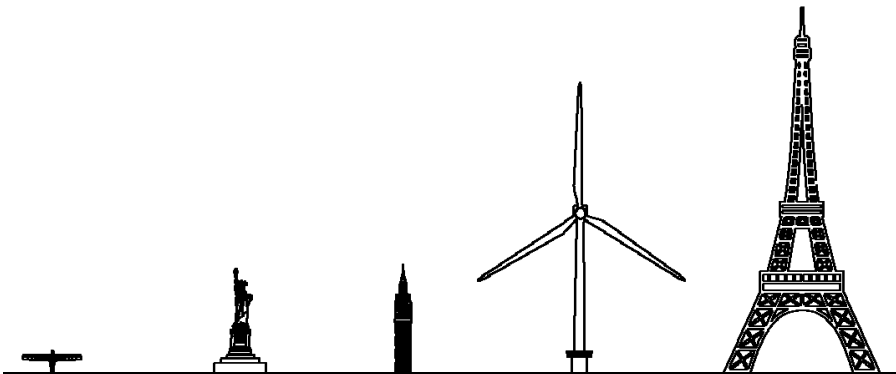


Рис. 1.2. Сравнение размеров ВЭУ Haliade-X (260 м) с мировыми достопримечательностями: скульптура Ангел Севера (20 м), статуя Свободы (93 м), Биг-Бен (96 м), Эйфелева башня (324 м) [31]

⁷ Регулируемые номинальные значения мощности (Flexible power ratings).

Вместе с тенденцией на увеличение единичной мощности ветроэнергетических установок применение агрегатов до 2 МВт при строительстве новых станций сошло практически к нулю.

На горизонте с 2010 г. по настоящее время наблюдается снижение капиталовложений в ВЭУ и ВЭС и нормированной стоимости электроэнергии (LCOE) от ВЭУ (табл. 1.16).

Таблица 1.16

Изменение удельных капиталовложений и нормированной стоимости электроэнергии (LCOE) от ВЭУ за 2010-2022 гг.

Размещение ВЭУ	Удельные капиталовложения \$/кВт			K _{нум} , %			LCOE, \$/(кВт·ч)		
	2010	2022	Разница, %	2010	2022	Разница, %	2010	2022	Разница, %
Наземное	2179	1274	-41,5	27	37	37	0,107	0,033	-69,2
Офшорное	5217	3461	-33,7	38	42	10,5	0,197	0,081	-58,9

Среднесрочные перспективы (2023-2027 гг.) ветроэнергетики оцениваются весьма позитивно, поскольку темпы роста прогнозируются на уровне 15% в год. По данным Всемирного совета по ветроэнергетике (Global Wind Energy Council, GWEC), в рассматриваемый период (2023-2027 гг.) будет введено 680 ГВт новых мощностей.

Такому развитию событий будут способствовать следующие факторы:

- рост потребности ряда стран заменить ископаемое топливо возобновляемыми источниками энергии для обеспечения энергетической безопасности;
- переосмысление роли и перспектив офшорной ветроэнергетики.

С увеличением доли ВЭС в энергетическом балансе неизбежно их непосредственное участие ВЭУ в регулировании качества электрической энергии.

Развитие офшорной ветроэнергетики в особенности на большем удалении от берега и большей глубине позволит активно внедрять ветряные станции в тех странах, где имеет место дефицит площадок для размещения генерирующих объектов данного типа.

Темпы роста годовой динамики наземных ВЭС в рассматриваемый период составят 12%, величина ввода новых мощностей оценивается примерно в 550 ГВт. Мировыми лидерами в данной отрасли в ближайшие 5 лет будут Китай, Европа и США.

Офшорные ВЭС на рубеже 2023-2027 гг. также будут демонстрировать рост: с 8,8 ГВт за 2022 г. до 35,5 ГВт за 2027 г. В результате к этому моменту в мире будет введено 130 ГВт мощностей офшорных станций.

В дальнейшем (после 2027 г.), по ожиданиям экспертов, темпы роста сохранятся ввиду наличия обязательств по достижению нулевого уровня выбросов CO₂. GWEC прогнозирует ежегодное увеличение ветроэнергетических мощностей на 2023-2030 г. в среднем в 143 ГВт/год (порядка 13%). Такие темпы развития ветроэнергетики позволят достичь лишь 68% целевого показателя ввода ВЭС, необходимого к 2030 г., чтобы соответствовать курсу плана по достижению нулевого уровня углеродных выбросов. Тем не менее, в совете считают, что рубеж в 2 ТВт будет пройден до конца 2030 г. Однако это будет возможно при условии, что правительства стран внедрят новые политические меры, способствующие удовлетворению растущего спроса в дополнение к решению имеющихся проблем (выдача разрешений и формирование рынков) [32].

В заключение стоит также упомянуть планы Организации по развитию и кооперации глобального энергетического объединения (Global Energy Interconnection Development and Cooperation Organization, GEIDCO) в части развития мировой возобновляемой энергетики.

GEIDCO – это международная организация, стремящаяся к созданию глобальной энергетической сети, способной удовлетворить мировые потребности в электроэнергии за счет чистых и зеленых источников. Организация ставит цель довести долю ВИЭ в глобальной генерации до 90% к 2050 году. Для этого планируется создать глобальную сеть линий электропередач ультравысокого напряжения, объединяющую все континенты и обеспечивающую рациональное и экономичное потребление энергетических ресурсов планеты [33].

В 2020 году в России создан Российский комитет GEIDCO, целью которого является содействие развитию чистой энергетики и координация энергетических сетей в стране [34]. Это сотрудничество направлено на реализацию проектов по развитию ветроэнергетики и интеграции России в глобальную энергетическую сеть. В контексте планов GEIDCO Россия рассматривается как важная энергетическая база, способная внести значительный вклад в формирование глобального энергетического объединения. Проект создания парка ВЭС суммарной установленной мощностью до 50 ГВт в Заполярье и на Дальнем Востоке России является одним из примеров такого вклада [33].

Контрольные вопросы и задания

1. Каковы текущие мировые тенденции в развитии ветроэнергетики?
2. Какие страны являются лидерами по установке ветровых электростанций и почему?
3. Каков текущий объем установленной мощности ветровых турбин в мире?
4. Назовите крупнейшие проекты в области ветроэнергетики, которые были реализованы в последние годы.
5. Каковы основные технологические достижения в мировой ветроэнергетике?

6. Какие проблемы и вызовы стоят перед мировой ветроэнергетикой на данный момент?
7. Какова текущая установленная мощность ветровых электростанций в России?
8. Какие меры принимаются для развития ветроэнергетики в России?
9. Какие формы государственной поддержки ветроэнергетики существуют в различных странах?
10. Каковы прогнозы по росту установленной мощности ветровых турбин в ближайшие 5–10 лет?

Список литературы

1. Renewable energy statistics 2023 / IRENA – International Renewable Energy Agency, 2011–2022. – URL: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jul/Renewable-energy-statistics-2023>
2. Wind / International Energy Agency (IEA). – URL: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/wind#tracking>
3. Share of electricity production from wind / Our World in Data. – URL: https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-wind?tab=chart&country=CAN~BRA~CHN~RUS~DNK~FRA~DEU~SWE~IND~IRL~PRT~ESP~GBR~USA~OWID_WRL
4. Electricity Market Report Update 2023. Outlook for 2023 and 2024 / France: International Energy Agency (IEA), 2023. 44 p.
5. Крупнейшие ветровые электростанции мира / Переток.ру. Энергетика в России и мире, 2024. – URL: <https://peretok.ru/articles/freezone/17431/>
6. Biggest Wind Farms in the World / Reve. – URL: <https://www.evwind.es/2023/08/19/biggest-wind-farms-in-the-world/93575>
7. Wind turbines provide 8% of U.S. generating capacity, more than any other renewable source / U.S. Energy Information Administration. – URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=31032#tab2>
8. Wind farms / The Wind Power. Wind Energy Market Intelligence. – URL: https://www.thewindpower.net/windfarms_list_en.php
9. Мочалов, Д.А. Возобновляемые источники энергии: актуальные достижения и тенденции развития: справочник / Д.А. Мочалов, В.И. Солощанский, Т.А. Шестопалова. – М.: Издательство МЭИ, 2023.
10. Hornsea Project Two Offshore Wind Farm / TGS. 4C Offshore, 2024. – URL: <https://www.4coffshore.com/windfarms/united-kingdom/hornsea-project-two-united-kingdom-uk1u.html>
11. First foundation installed at Triton Knoll Offshore Wind Farm / Smulders Group, 2024. – URL: <https://www.smulders.com/en/first-foundation-installed-at-triton-knoll-offshore-wind-farm>

12. Moray East Offshore Wind Farm / Tethys. – URL: <https://tethys.pnnl.gov/wind-project-sites/moray-east-offshore-wind-farm>
13. Hornsea Project One, North Sea / Power Technology, 2024. – URL: <https://www.power-technology.com/projects/hornsea-project-one-north-sea/>
14. The world's biggest offshore wind farm is now fully operational / CNBC. – URL: <https://www.cnbc.com/2022/09/01/huge-offshore-wind-farm-hornsea-2-is-fully-operational-orsted-says.html>
15. Заработала крупнейшая в мире ветряная электростанция / IXBT.com, 1997–2024. – URL: <https://www.ixbt.com/news/2022/09/02/zarabotala-krupnejshaja-v-mire-vetrjanaja-jelektrostancija.html>
16. The world's largest offshore wind farm produces its first power / CNBC. – URL: <https://www.cnbc.com/2023/10/09/the-worlds-largest-offshore-wind-farm-produces-its-first-power.html>
17. Wind Turbine Suppliers see record year for deliveries despite supply chain and market pressures / Windfair. All in wind, 1999–2024. – URL: <https://w3.windfair.net/wind-energy/pr/40869-gwec-supply-data-report-record-logistics-pandemic-gw-2021-installation-prices-costs-fossil-energy-transition>
18. Обзор ветроэнергетического рынка России за 2022 год / Российская Ассоциация Ветроиндустрии, РАВИ, 2023. – URL: <https://rawi.ru/windpower/market-report/report22/>
19. Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения / под ред. В.Г. Николаева. – М.: Изд. «АТМОГРАФ». 2008.
20. Николаев, В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широко-масштабного развития и использования ветроэнергетики в России / В.Г. Николаев. – «АТМОГРАФ», 2011.
21. РАВИ объединяет все технологии безуглеродной энергетики / Российская Ассоциация Ветроиндустрии, РАВИ, 2023. – URL: <https://rawi.ru/2023/08/ravi-obedinyayet-vse-tehnologii-bezугlerodnoy-energetiki/>
22. Кузьминская ВЭС / АО «Росатом Возобновляемая энергия», 2017–2024. – URL: https://novawind.ru/production/our-projects/kuzminskaya_wind_farm/
23. Новую ВЭС построят в Дагестане в 2024 году / Версия. – URL: <https://kavkaz.versia.ru/novuyu-vyes-postroyat-v-dagestane-v-2024-godu>
24. Иванов, А.В. Перспективы применения опыта МЭК по стандартизации и подтверждению соответствия оборудования на основе ВИЭ (IECPE) / ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 2020. – URL: https://nts-ees.ru/sites/default/files/nts_2020.06.11_10_-_perspektivy_primeneniya_opyta_mek_po_standartizacii_i_podtverzheniyu_sootvetstviya_oborudovaniya_na_osnove_vie_a.v._ivanov.pdf
25. Махачкалинская ВЭС / EcoEnergy. – URL: <https://ecoenergy.group/innerpr>

26. В Дагестане строительство Новолакской ВЭС намерены начать в 2024 году. – URL: <https://kavkaz.rbc.ru/kavkaz/freenews/64c795a49a79471bc2e8db59>
27. En+ Group может вложить 60 млрд рублей в строительство ветропарка на 1 ГВт в Приамурье / Интерфакс, 1991. – URL: <https://www.interfax.ru/russia/920040>
28. Российская ветроэнергетика: новые грани развития / Российская Ассоциация Ветроиндустрии, РАВИ, 2023. – URL: <https://rawi.ru/2023/03/rossiyskaya-vetro-energetika-novyie-grani-razvitiya/>
29. Обзоры АРВЭ / Ассоциация развития возобновляемой энергетики, 2025. – URL: <https://trada.ru/products/>
30. Поддержка возобновляемой энергетики до 2035 года составит 350 млрд рублей / ФГБУ «Редакция «Российской газеты», 1998–2024. – URL: <https://rg.ru/2021/03/23/podderzhka-vozobnovliaemoj-energetiki-do-2035-goda-sostavit-350-mlrd-rublej.html>
31. Offshore construction / Dogger Bank Wind Farm, 2024. – URL: <https://doggerbank.com/construction/offshore/>
32. Global Wind Report 2023 / GWEC – Global Wind Energy Council. – URL: <https://gwec.net/globalwindreport2023/>
33. Николаев, В.Г. Доклад «О стратегических планах мировой энергетики» / Московский физико-технический институт Научно-информационный центр «Атмограф», 2019. – URL: https://aksts.ru/wp-content/uploads/2019/12/nikolaev_strategich_plany.pdf
34. Российский национальный комитет Организации по развитию и кооперации глобального энергетического объединения GEIDCO / ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ». – URL: <https://mpei.ru/internationalactivities/partnership/Pages/GEIDCO.aspx>

2. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЭУ И ВЭС В МИРЕ И РОССИИ

2.1. Современные стандарты в ветроэнергетике

К началу XXI в. в мире был накоплен богатый опыт по проектированию, строительству, монтажу, эксплуатации и мониторингу в ветроэнергетике, и появилась необходимость в создании единых унифицированных требований к ВЭУ и ВЭС. Международной электротехнической комиссией (IEC – International Electrotechnical Commission) было разработано 16 стандартов под индексами IEC 61400 с номерами 1, 2, 3, 3-2, 4, 5, 11, 12, 13, 14, 21, 22, 23, 24, 25, 27, которые охватывают весь спектр проблем современной ветроэнергетики, включая и подходы к классификации ВЭУ и ВЭС.

В IEC 61400-1 приведена классификация ветрогенераторов ВЭУ по видам ветровых условий, которые необходимо учитывать при проектировании ВЭУ и ВЭС, т.е. фактически по классам надежности ветрогенераторов [1].

Действительно, ВЭУ могут работать в очень разных природных условиях, подвергаясь их прямому воздействию в силу своего «открытого» расположения в отличие от электротехнического и силового оборудования традиционных ТЭС, ГЭС и атомных электростанций (АЭС), расположенных, как правило, в закрытых, защищенных от внешних воздействий помещениях. Класс ветровых условий и турбулентность в месте сооружения ВЭУ и ВЭС – только один из многих, но самый важный фактор, который необходимо учитывать при разработке проектов ВЭУ и ВЭС.

По классу ветра можно определить, насколько подходит та или иная ВЭУ для определенного региона Земли. В IEC 61400-1 рассмотрены классы турбин, каждый из которых характеризуется тремя параметрами: среднегодовой скоростью ветра на высоте ступицы ротора, экстремальной скоростью порывов ветра за 50-летний период наблюдений и турбулентностью (табл. 2.1). Интенсивность турбулентности ветра измеряется, как правило, в течение 10 минут. Она влияет на усталостные нагрузки на ВЭУ, т.е. на ее надежность.

В равнинной местности скорость ветра обычно меняется по высоте по логарифмическому (или степенному) закону. Для сложного рельефа скорость ветра по высоте меняется по более сложному закону. Кроме того, в этих условиях может произойти дополнительное разделение потока воздуха, что ведет к увеличению его турбулентности.

В таблице 2.1 экстремальные порывы ветра определяются как средняя скорость ветра за 3 секунды наблюдений. Турбулентность измеряется при скорости ветра 15 м/с.

Классификация ветровых условий по ИЕС 61400-1

Класс ветра/турбулентность	Среднегодовая скорость ветра на высоте ступицы ротора, м/с	Экстремальный порог ветра за 50-летний период, м/с (км/ч)
Ia. Сильный ветер/высшая турбулентность (18 %)	10,0	70 (252)
Ib. Сильный ветер/слабая турбулентность (16 %)	10,0	70 (252)
IIa. Средний ветер/высшая турбулентность (18 %)	8,5	59,5 (214,2)
IIb. Средний ветер/слабая турбулентность (16 %)	8,5	59,5 (214,2)
IIIa. Слабый ветер/высшая турбулентность (18 %)	7,5	52,5 (189)
IIIb. Слабый ветер/слабая турбулентность (16 %)	7,5	52,5 (189)
IV. –	6,0	42,0 (151,2)

Согласно ИЕС 61400-2 классификация ВЭУ малых мощностей (МВЭУ) осуществляется в соответствии с проектными интервалами скоростей ветра и параметрами турбулентности (табл. 2.2) [2]. ВЭУ, имеющие параметры в соответствии с классами I, II и III, не предназначены для размещения в море или в зонах тропических штормов, ураганов, циклонов и тайфунов. ВЭУ класса S – это ветроэнергетические установки, проектные параметры которых выбираются проектировщиком, и должны быть представлены в проектной документации. Более подробная информация по классификации МВЭУ приведена в разделе 2.2.5.

В остальных стандартах ИЕС 61400 определяются требования к конструкции малых, плавающих, морских ВЭУ; к конструкции редукторов ВЭУ; к лопастям ротора ВЭУ; к акустическим методам измерения шума ВЭУ; к тестированию производительности ВЭУ; к измерению механических нагрузок; к представлению очевидного уровня мощности шума (звука) и его локальности и т.д.

В России тоже предпринимаются попытки создания или копирования подобных стандартов по ветроэнергетике, однако опыт развития ВЭС в стране не такой большой. Тем не менее на сегодня в России уже разработаны несколько предварительных ГОСТов по ветроэнергетике.

– ГОСТ Р 50-605-81-94. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэлектрические. Требования к испытаниям.

– ГОСТ Р 51237-98. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика термины и определения.

– ГОСТ Р 51990-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Классификация.

– ГОСТ Р 51991-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.

– 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 54433-2011. Возобновляемая энергетика. Ветроэлектростанции. Требования по безопасности при эксплуатации.

– ГОСТ Р 54435-2011. Возобновляемая энергетика. Сооружения ветроэлектростанций. Требования безопасности. Основные положения.

– ГОСТ Р 70928-2023. Ветроэлектрические станции. Рекомендации по определению ветроклиматических характеристик и технико-экономических показателей малых ВЭУ.

Таблица 2.2

Базовые параметры классов малых ВЭУ

Класс ВЭУ	I	II	III	IV	S
Экстремальный порог ветра за 50-летний период, м/с	50	42,5	37,5	30	Значения расчетных параметров назначаются проектировщиком
Среднегодовая скорость ветра на высоте ступицы ротора, м/с	10	8,5	7,5	6	
Расчетное значение интенсивности турбулентности воздушного потока при средней скорости 15 м/с	0,18	0,18	0,18	0,18	

Примечание: значения параметров приведены к оси ветроколеса ВЭУ

2.2. Классификация ВЭУ и ВЭС

ВЭУ и ВЭС обычно классифицируются по следующим признакам.

1. По виду энергии, в которую преобразуется механическая энергия движущихся воздушных масс ВЭУ делятся на производящие механическую энергию и электрическую энергию. Достаточно полная классификация ВЭУ и ВЭС по этому критерию приведена в ГОСТ Р 51990-2002 (табл. 2.3–2.5) [3].

2. По основному принципу использования векторной энергии движущихся воздушных масс: ВЭУ, в которых используется подъемная сила крыла или лопасти ВЭУ («лифт-сила»), и ВЭУ, использующие силы сопротивления некоторой поверхности, ориентированной как можно ближе к направлению, перпендикулярно к вектору скорости ветра («драг-сила») (см. главу 3).

3. По расположению: на суше или на берегу (наземные ВЭУ и ВЭС), на море (офшорные ВЭУ и ВЭС) на мелководье (шельфовые ВЭУ и ВЭС).

Классификация механических ВЭУ по областям применения

Наименование подгруппы	Признак	Область применения	Применяемая система				Автоматического управления
			Регулирования ветроколеса (ВК)	Передачи мощности	Нагрузки		
Ветронасосные	Работа ВЭУ с насосами	Водоснабжение, орошение, осушение земель, подъем воды и др.	Частота вращения ВК	Прямое центробежное – с поворотом лопастей. Прямое акродинамическое – с выводом ВК из-под ветра	Пневматическая	Насосы: центробежные; струйные; эрлифты	Залив центробежных насосов. Контроль уровня заполнения водой резервных емкостей
					Электрическая	Насосы: центробежные, вибрационные, водоструйные, погружные и плавающие на понтоне	
Ветросиловые	Работа ВЭУ с промышленными и бытовыми механизмами	Механизация трудоемких процессов сельскохозяйственных и других работ	–	Прямое центробежное – с поворотом лопастей. Прямое акродинамическое – с выводом ВК из-под ветра. Прямое центробежное/ акродинамическое – с поворотом лопастей стабилизатором	Механическая	Насосы: поршневые, штанговые, водопольемники	Рабочие машины
					Механическая с отбором мощности от нижнего редуктора		

Классификация электрических ВЭУ постоянного тока по областям применения

Наименование подгруппы	Признак	Область применения	Применяемая система				Автоматического управления
			Регулирование ВК		Передачи мощности	Нагрузки	
			Параметры	Тип			
Ветро-зарядные	Работа ВЭУ на заряд аккумуляторных батарей (АБ)	Зарядка АБ	Частота вращения ВК	Прямое центробежное – с поворотом лопастей. Прямое аэродинамическое – с выводом ВК из-под ветра	ВК устанавливаются непосредственно на вал генератора, применение мультипликатора	Нагрузка питается от АБ	Защита АБ от перезаряда и глубокого разряда
Гарантированного питания	Работа ВЭУ параллельно с АБ	Гарантированное снабжение электроэнергией потребителей			ВК устанавливаются непосредственно на вал генератора	Нагрузка питается однофазно или однофазно от двух источников энергии: ВК и АБ	Параллельная работа ВЭУ и АБ. Защита АБ от перезаряда и глубокого разряда
Негарантированного питания	Работа ВЭУ без АБ	Электропитание маломощных потребителей в местах с устойчивыми ветрами и в экстремальных условиях				Нагрузка питается через блок управления, имеющий регулятор напряжения	Регулятор напряжения, защита от короткого замыкания

Таблица 2.5

Классификация электрических ВЭУ переменного тока по назначению, управлению и структуре системы генерирования энергии

Наименование подгруппы	Классификация по назначению		Классификация по способу управления		Классификация по структуре системы генерирования	
	Признак	Назначение	Признак режима работы ВЭУ	Способ управления	Признак режима работы ВЭУ	Состав системы генерирования энергии
Автономные	Работа ВЭУ индивидуально (автономно)	Источники электропитания потребителей, не связанные с электрической сетью, отличающиеся сравнительно низкими значениями коэффициента использования установленной мощности	Частота вращения ВК постоянная	Регулирование ВК и применение баланстного сопротивления (раздельно или совместно)	Частота вращения ВК постоянная	Синхронные или асинхронные регулируемые или нерегулируемые генераторы, баланстное сопротивление
			Частота вращения ВК переменная	Регулирование ВК и применение преобразователя частоты (раздельно или совместно)	Частота вращения ВК переменная	Синхронные или асинхронные регулируемые или нерегулируемые генераторы, преобразователь частоты
Гибридные	Работа ВЭУ параллельно с независимыми электростанциями соизмеримой мощности (дизель-генераторы, малые ГЭС и др.)	Источники электропитания для бесперебойного снабжения потребителей электроэнергии номинальной мощности	Частота вращения ВК постоянная	Совместное и раздельное регулирование параллельно работающих электростанций	Частота вращения ВК постоянная	Синхронный генератор

Окончание табл. 2.5

Наименование подгруппы	Классификация по назначению		Классификация по способу управления		Классификация по структуре системы генерирования	
	Признак	Назначение	Признак режима работы ВЭУ	Способ управления	Признак режима работы ВЭУ	Состав системы генерирования энергии
Гибридные (продолжение)			Частота вращения ВК переменная	Совместное регулирование параллельно работающих электростанций и преобразователей частоты	Частота вращения ВК переменная	Синхронный генератор и преобразователь частоты или машина двойного питания
			Частота вращения ВК постоянная	Регулирование ВК	Частота вращения ВК постоянная	Синхронный или асинхронный генератор
Сетевые	Работа ВЭУ параллельно с мощной электрической сетью	Источники получения и выдачи в электрическую сеть максимально возможной выработанной электроэнергии	Частота вращения ВК переменная	Регулирование ВК и применение преобразователя частоты (раздельно или совместно)	Частота вращения ВК переменная	Асинхронный генератор и преобразователь частоты или синхронный генератор и преобразователь частоты, или машина двойного питания

4. По условиям применения: системные, предназначенные для работы в больших энергосистемах; локальные, предназначенные для работы в локальных энергосистемах небольшой мощности; системах с распределенными параметрами или интеллектуальных системах; используемые для энергоснабжения маломощного автономного потребителя.

5. По виду вырабатываемого тока: ВЭУ постоянного и переменного тока разного напряжения и фазности; соответственно, по виду генераторов ВЭУ: синхронные (СГ), асинхронные (АГ) (с двойным питанием, на постоянных магнитах) и асинхронизированные синхронные генераторы (АССГ). Классификация ВЭУ постоянного тока в соответствии с ГОСТом Р 51990-2002 представлена в табл. 2.4, а классификация ВЭУ переменного тока – в табл. 2.5. Более подробно особенности работы ВЭУ с различными типами генераторов описаны в разд. 4.3.

6. По мощности ВЭУ условно подразделяют на несколько классов в соответствии с условиями их использования, а также видами и типами потребителей энергии ВЭУ. В ГОСТ Р 51990-2002 выделены четыре группы ВЭУ по мощности: большой мощности – свыше 1 МВт; средней мощности – от 100 до 999 кВт; малой мощности – от 5 до 99 кВт; очень малой мощности – менее 5 кВт, которые более корректно было бы назвать миниВЭУ.

7. По способам управления классификация ВЭУ приведена в табл. 2.5.

8. По структуре системы генерирования энергии классификация ВЭУ представлена в табл. 2.4–2.5.

Общая схема классификации ВЭУ согласно ГОСТ Р 51990-2002 приведена на рис. 2.1.

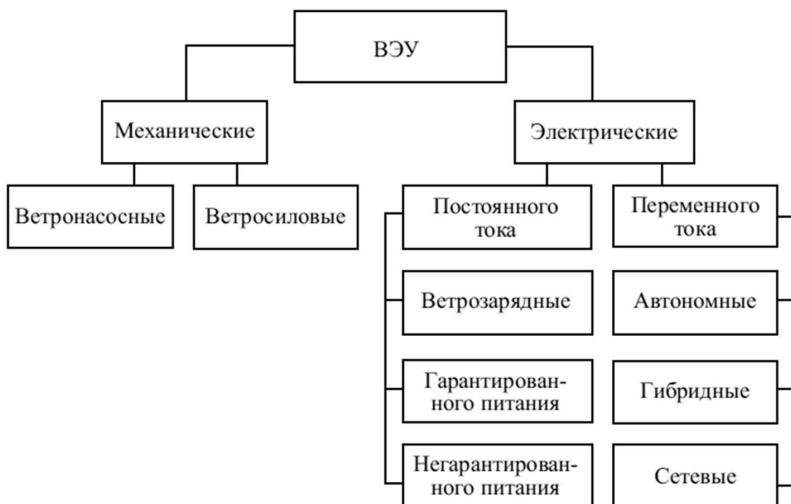


Рис. 2.1. Общая классификация ВЭУ по ГОСТ Р 51990-2002

Схемы классификаций электрических ВЭУ переменного тока показаны на рис. 2.2–2.4.

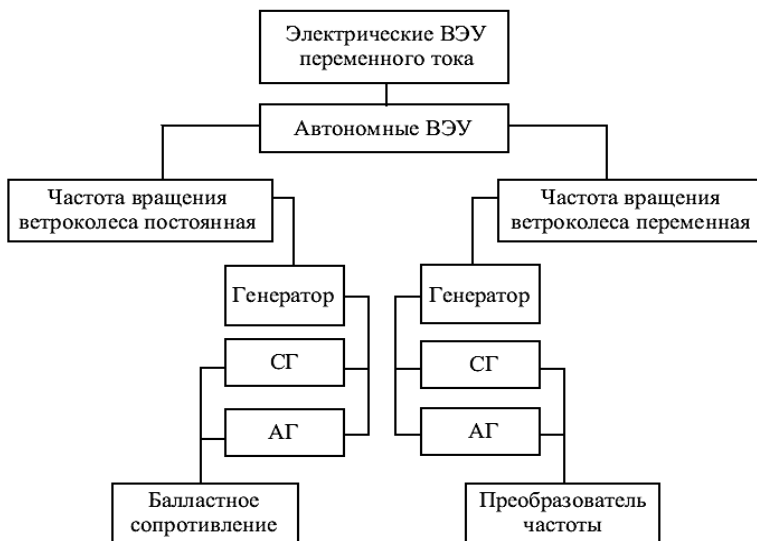


Рис. 2.2. Структурная схема автономных ВЭУ по ГОСТ Р 51990-2002

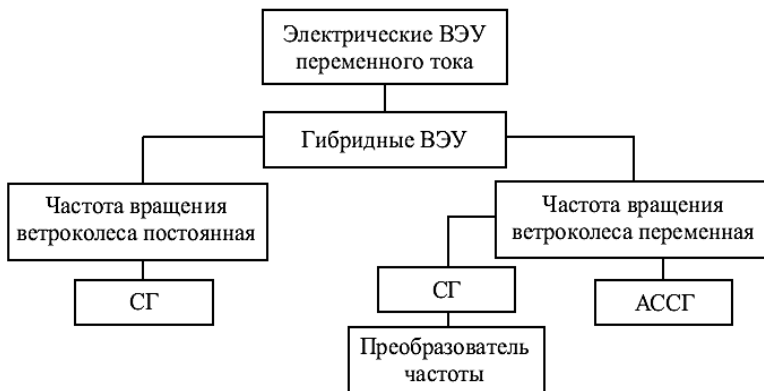


Рис. 2.3. Классификация гибридных или локальных ВЭУ по ГОСТ Р 51990-2002

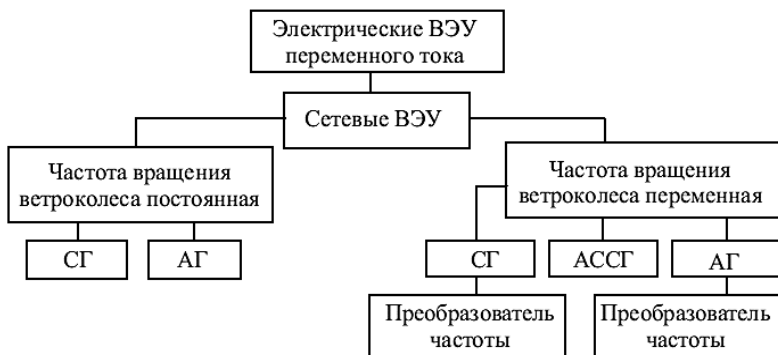


Рис. 2.4. Классификация сетевых или системных ВЭУ по ГОСТ Р 51990-2002

Помимо вышеупомянутых признаков классификации ВЭУ и ВЭС в зарубежной литературе приводятся дополнительные критерии [4]:

- 1) ориентация оси вращения ветроколеса ВЭУ относительно земли: вертикально-осевые и горизонтально-осевые ВЭУ;
- 2) схема аэродинамического регулирования мощности в условиях высокой скорости ветра: срывом потока (пассивный срыв потока или *passive stall*), активным срывом потока (*active stall*) и изменением угла установки лопастей ВЭУ (*pitch*);
- 3) рабочая частота вращения ротора ветрогенератора в зависимости от изменяющейся скорости ветра: постоянная и переменная;
- 4) тип механической связи между валом турбины и валом генератора: редукторная и безредукторная.

Далее представлен краткий обзор некоторых критериев классификации ВЭУ и ВЭС.

2.2.1. Классификация ВЭУ по ориентации оси вращения ВК относительно земли

В настоящее время существует два основных типа ВЭУ, отличающихся ориентацией оси вращения ветроколеса относительно земли: ветроустановки с горизонтальной осью вращения (рис. 2.5 и 2.6) и ветроустановки с вертикальной осью вращения (рис. 2.7 и 2.8).

У горизонтально-осевых (ГО) ВЭУ вал ветроколеса располагается горизонтально земле. Основные механические и электрические элементы размещаются в гондоле, расположенной на вершине башни ветроустановки. Таким образом, данная конструкция обеспечивает достаточное пространство для вращения лопастей ВК и более высокую эффективность преобразования энергии ветрового потока за счет использования более высоких скоростей ветра.

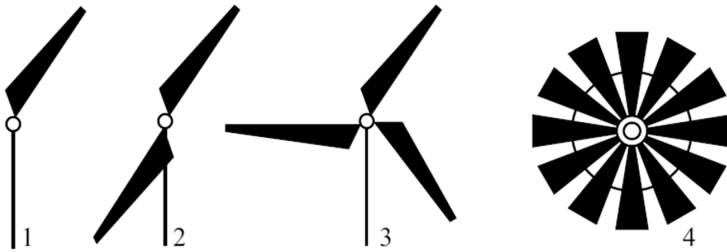


Рис. 2.5. Основные виды ВЭУ с горизонтальной осью вращения:

1 – однолопастная ВЭУ, 2 – двухлопастная ВЭУ, 3 – трехлопастная ВЭУ, 4 – многолопастная ВЭУ

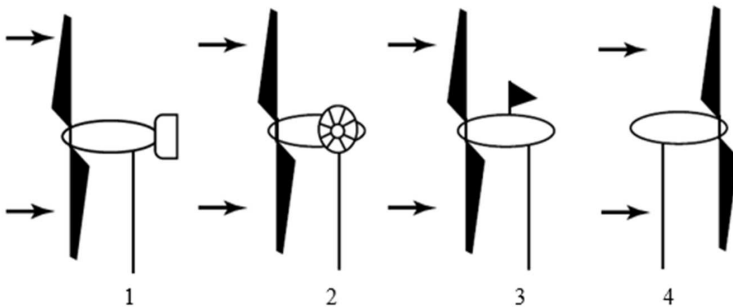


Рис. 2.6. Основные виды ВЭУ с горизонтальной осью вращения по способу ориентации на ветер:

1 – ВЭУ со стабилизатором, 2 – ВЭУ с виндрозным ветроколесом, 3 – ВЭУ с серводвигателем, 4 – самоориентирующаяся ВЭУ

У вертикально-осевых (ВО) ВЭУ вал ветроколеса расположен перпендикулярно земле. Ротор турбины выполнен в виде вертикально установленных изогнутых аэродинамических лопастей с различными вариантами формы ВК.

Ветроколеса ГО ВЭУ могут иметь разное количество лопастей (от 1 до 12 и более), расположенных по радиусам и под некоторым углом к плоскости его вращения (рис. 2.5). У коммерческих ветроустановок такого типа ВК обычно состоит из трех лопастей, что обусловлено следующим:

- оптимальное количество лопастей ветротурбины зависит от направления ее использования;

- ветротурбина, предназначенная для выработки электроэнергии, т.е. соединенная с генератором, не нуждается в большом начальном моменте вращения (моменте трогания) поскольку генератор пускается на холостом ходу, т.е. без нагрузки. В этом варианте достаточно двух или трех лопастей. ВЭУ с двумя лопастями существенно проще и дешевле, однако она более шумная и подвержена вибрации;

– для ветромеханических ветроустановок, у которых вал соединен непосредственно с насосом или другим механическим устройством очень важно иметь большой начальный момент трогания, поэтому такие установки имеют много лопастей и вращаются гораздо медленнее электрических;

– исследования, проведенные учеными Дании в 1970-х гг. показали, что оптимальным решением для ветроэнергетических ВЭУ является три лопасти. И это решение было признано всеми изготовителями ВЭУ.

Первоначальные и эксплуатационные расходы на ГО ВЭУ выше, чем на вертикально-осевые, поскольку ВК, редуктор и генератор первых необходимо расположить на некоторой высоте от земли. Кроме того, у ГО ВЭУ аэродинамическая регулировка мощности гораздо проще реализуема в отличие от ВО ВЭУ [4].

Существует много типов ветроколес с вертикальной осью вращения, но для энергетики наиболее перспективным является ротор Дарье. ВК имеет сравнительно небольшой начальный момент, но большую быстроходность, в силу этого – относительно большую удельную мощность, отнесенную к его массе или стоимости. Такие ветроколеса имеют различную форму (Ф-, Δ-, ς-, Y-образную) с одной, двумя, или большим числом лопастей (рис. 2.7 и 2.8).

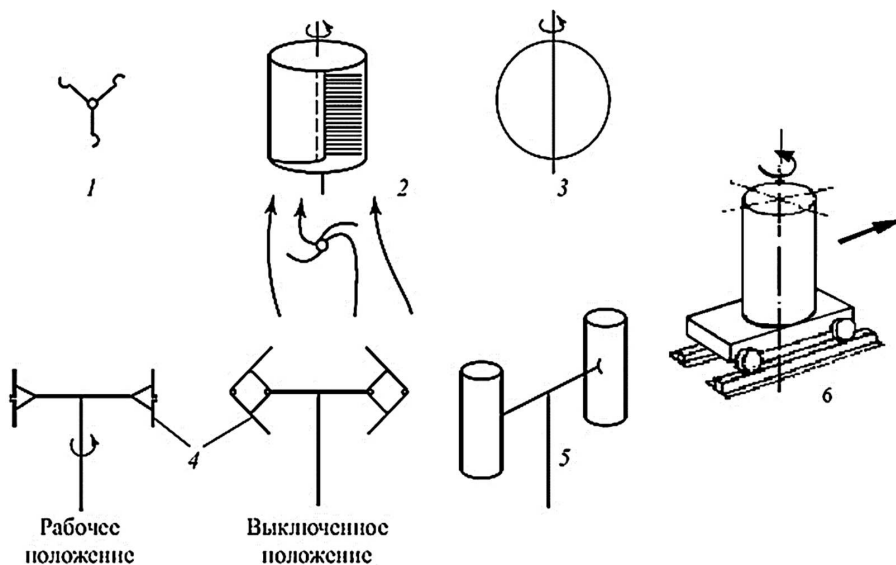


Рис. 2.7. Виды ветроколес ВЭУ с вертикальной осью вращения:

- 1 – чашечный ротор, 2 – ротор Савониуса, 3 – ротор Дарье, 4 – ротор Масгрива,
5 – ротор Эванса, 6 – ротор Магнуса/Флетгнер на тележке

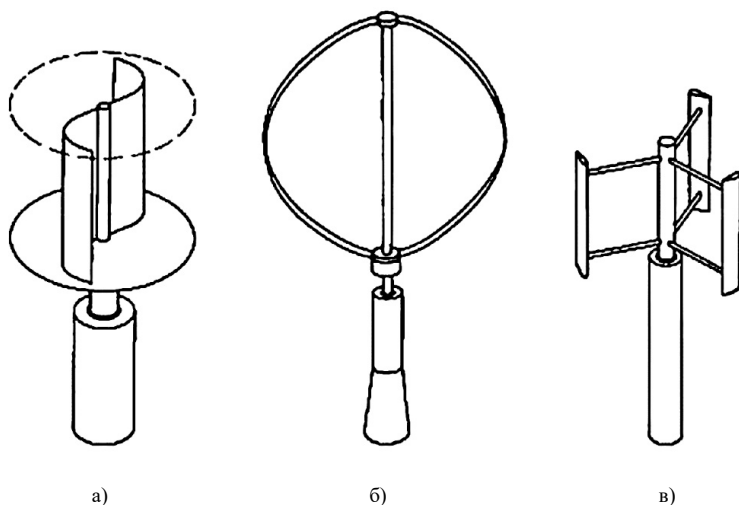


Рис. 2.8. Вертикально-осевые ВЭУ с ротором Савониуса (а), Дарье (б) и Н-ротором (в)

ВЭУ с вертикальной осью вращения не требуют ориентации на ветер и в этом их существенное преимущество перед ВЭУ с горизонтальной осью вращения. Установка и обслуживание вертикально-осевых ВЭУ проще, чем горизонтально-осевых, поскольку генератор и редуктор расположены близко к земле, и, следовательно, пропадает необходимость сооружения мощной башни. Вал ротора ВО ВЭУ обычно длинный и более подвержен механическим вибрациям. Лопастей ротора подвергаются воздействию неравномерных скоростей ветра по высоте: высоких скоростей ветра вверху ВК ВЭУ и низких внизу. Поэтому эффективность преобразования энергии ветра у вертикально-осевых ВЭУ ниже, чем у горизонтально-осевых. Аэродинамическая регулировка мощности ВО ВЭУ сложно реализуема и не подходит для мощных установок [4].

В целом у ВО ВЭУ можно выделить следующие принципиальные недостатки:

- гораздо большая подверженность усталостным разрушениям из-за часто возникающих автоколебательных процессов;
- пульсация крутящего момента, приводящая к пульсациям мощности генератора, частоты электрического тока и пр.;
- как показали результаты испытаний ВО ВЭУ типа Дарье и Н-ротора мощностью 5 МВт, главной слабостью таких установок является подпятник-подшипник главного вала ВЭУ. Именно из-за его разрушения прекращены попытки сооружения мощных ВЭУ с вертикальной осью вращения.

2.2.2. Классификация ВЭУ по схеме аэродинамического регулирования мощности

Теоретически ветровые турбины могут вырабатывать мощность, превышающую номинальную (паспортную), при скорости ветра, превышающей расчетное значение. Однако для обеспечения надежной работы и предотвращения возникновения избыточных нагрузок на лопасти ветроколеса механическая выходная мощность ВЭУ должна быть ограничена до номинального значения в условиях сильного ветра. Для этого обычно используется аэродинамическое регулирование мощности, которое заключается в манипулировании обтеканием лопаток ВК воздушным потоком. Существуют три метода аэродинамического регулирования мощности: срывом потока (пассивный срыв потока (passive stall)), активным срывом потока (active stall) и изменением угла установки лопастей ВЭУ (pitch). Характеристики ограничения выходной механической мощности этими тремя методами управления представлены на рис. 2.9 [4].

Помимо вышеупомянутых трех основных методов регулирования, мощность ВЭУ также может быть ограничена посредством вывода ВК из-под ветра.

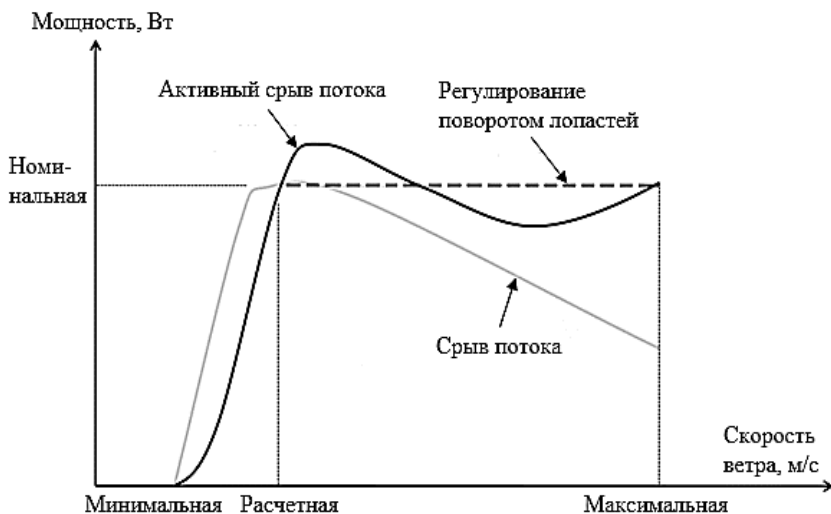


Рис. 2.9. Аэродинамическое регулирование мощности ВЭУ различными методами управления

Управление срывом потока (пассивное управление срывом потока (passive stall)) — это метод регулирования мощности, применяемый в ВЭУ первого поколения и являющийся самым простым из трех методов. В этом методе не используются датчики,

электронные контроллеры и исполнительные механизмы, что делает его менее дорогим и надежным. В ветротурбинах с регулированием срывом потока лопасти ветроколеса жестко закреплены (прикручены) к ступице ротора под фиксированным углом. При увеличении скорости ветра выше определенного предела (например, 15 м/с) турбулентность, возникающая на поверхности ротора, приводит к потере подъемной силы лопастей, имеющих аэродинамический профиль, что в свою очередь снижает мощность, получаемую от ветрового потока.

При определенной скорости ветра мощность ВЭУ может превысить номинальное значение, что является нежелательным. При дальнейшем увеличении скорости ветра мощность ВЭУ постепенно уменьшается, что приводит к снижению эффективности преобразования энергии.

Активное управление срывом потока (active stall) представляет собой усовершенствованный вариант пассивного управления с регулируемым лопастями ВК. При увеличении скорости ветра выше номинального значения мощность ВЭУ снижается за счет поворота (изменения угла установки) лопастей к ветру, что приводит к возникновению турбулентности (срыву потока) на лопастях. Такой подход позволяет повысить эффективность преобразования энергии ветрового потока при низких скоростях ветра и не допустить превышения мощности ВЭУ над номинальным значением при высоких скоростях (рис. 2.9).

У ВЭУ, оснащенных системой регулирования мощности посредством изменения угла установки лопастей, мощность регулируются аналогично установкам с активным срывом потока. Процесс регулирования угла установки лопастей осуществляется с помощью электрического или гидравлического привода, управляемого электронным контроллером. При высоких скоростях ветра электронный контроллер посылает управляющий сигнал на привод, который поворачивает лопасти ротора вдоль продольной оси таким образом, что угол установки лопастей уменьшается. При активном срыве потока лопасти поворачиваются «на ветер», создавая явление срыва потока. Механическая выходная мощность жестко регулируется управлением по тангажу, т.е. посредством наклона оси лопастей ВК обеспечивается уменьшения его ометаемой поверхности [4].

2.2.3. Классификация ВЭУ по частоте вращения ротора ветрогенератора

В зависимости от частоты вращения ротора генератора ВЭУ, подключенные к сети, могут быть подразделены на установки с постоянной и переменной частотой вращения. Для лучшего понимания данной классификации в дальнейшем вводятся такие важные параметры преобразователя энергии ветра, как:

– быстроходность ветроколеса или коэффициент быстроходности Z (о.е.), который равен отношению скорости концов лопастей ВК V_R (м/с) к скорости набегающего невозмущенного ветрового потока V (м/с):

$$Z = \frac{V_R}{V} = \frac{R_L \cdot \omega}{V}, \quad (2.1)$$

где R_L (м) – радиус лопасти ВК; ω (1/с) – угловая частота вращения ВК;

– коэффициент мощности ветроколеса C_P (о.е.), который характеризует эффективность преобразования энергии движущихся воздушных масс ветроколесом и зависит от множества других показателей, среди которых коэффициент быстроходности (более подробно см. главу 3);

– выходная мощность ветроколеса $P_{ВК}$, которая зависит от коэффициента мощности ВК и потенциальной мощности невозмущенного потока воздуха P_1 (см. главу 3):

$$P_{ВК} = P_1 \cdot C_P. \quad (2.2)$$

Возвращаясь к классификации ВЭУ следует отметить, что первое поколение подключаемых к сети ВЭУ, разработанных в 1980-х гг., было основано на технологии работы с постоянной частотой вращения ротора генератора, т.к. они имели асинхронные генераторы и работали в режиме «ведомых сетью». Эти ВЭУ подключаются к электросети напрямую, без использования преобразователя мощности, что делает конфигурацию ВЭУ с постоянной частотой вращения простой и экономически эффективной. В данной конфигурации ветрогенератор работает почти с постоянной частотой в независимости от скорости ветра. Параметр ω у таких ВЭУ определяется в зависимости от передаточного числа редуктора, количества полюсов ветрогенератора и частоты сети. Согласно формуле (2.1), значение быстроходности Z увеличивается, когда скорость ветра V уменьшается при постоянной угловой частоте вращения ω . Согласно характеристике, иллюстрирующей зависимость коэффициента C_P от параметра Z (рис. 2.10 (слева)), коэффициент мощности ВК уменьшается при увеличении быстроходности ВК. Как показано на рис. 2.10 (справа), выходная мощность ВК $P_{ВК}$ также быстро уменьшается из-за снижения как C_P , так и V .

Таким образом, при работе с постоянной частотой вращения эффективность преобразования энергии ветра снижается, а механическая нагрузка на трансмиссию возрастает [4].

В случае с переменной частотой вращения ВК ВЭУ угловая частота вращения ω изменяется в зависимости от скорости ветра V , и турбина всегда работает при оптимальном значении быстроходности $Z_{\text{опт}}$. Например, когда скорость ветра изменяется до 0,9 о.е., угловая скорость вращения ВК также изменяется до 0,9 о.е. При этом значение коэффициента мощности C_P поддерживается на оптимальном уровне ($C_P^{\text{опт}}$), а выходная мощность ВК $P_{ВК}$ всегда находится в кубической зависимости от скорости V .

Таким образом, эффективность преобразования энергии ветра в случае с ВЭУ с переменной частотой вращения выше, чем в случае с ВЭУ с постоянной частотой (рис. 2.10 (справа)).

Первоначальная стоимость первых при этом высока из-за необходимости наличия силового преобразователя, однако высокая выработка таких ВЭУ компенсирует высокую первоначальную стоимость и потери мощности в преобразователе. В настоящее время в ветроэнергетике преобладают ВЭУ с переменной частотой вращения [4].

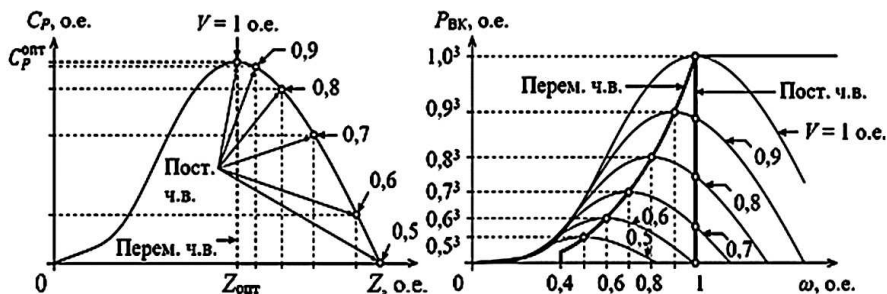


Рис. 2.10. Характеристики зависимости коэффициента мощности (слева) и выходной мощности ВК (справа) для ВЭУ с постоянной и переменной частотой вращения

2.2.4. Классификация ВЭУ

по типу механической связи между валом турбины и валом генератора

В зависимости от частоты вращения ротора генератора и типа соединения между главным валом турбины и валом генератора ВЭУ делятся на два типа [4]:

- редукторная ветроустановка: низкоскоростная (5–20 об/мин) ось ВК соединена с высокоскоростным (1500–1800 об/мин) валом ветрогенератора через мультипликатор (повышающий редуктор);
- безредукторная ВЭУ: ВК напрямую соединяется с валом генератора.

Повышающий редуктор обычно используется в конструкции ВЭУ с постоянной частотой вращения ротора генератора и в некоторых ВЭУ с переменной частотой вращения. При этом такой редуктор имеет ряд серьезных недостатков, таких как высокая первоначальная стоимость, высокий уровень шума, значительный износ, меньший срок службы, снижение эффективности ВЭУ и необходимость регулярного технического обслуживания. Отсутствие редуктора (часто называемое безредукторной технологией или технологией прямого привода) помогает преодолеть вышеупомянутые проблемы, особенно в случае с офшорными ВЭУ. Впервые эта концепция была представлена в 1992 г. немецким производителем ВЭУ Enercon в модели E-40/500 кВт. В последние годы многие производители ветроустановок, такие как Avantis, GE Energy, Goldwind, Vensys и другие, использовали технологию прямого привода в своих коммерческих продуктах.

Однако технология прямого привода также не лишена недостатков, которые связаны с конструкцией генератора – использование такой технологии приводит к увеличению диаметра и массы генератора [4].

2.2.5. Классификация ВЭУ по мощности

Как было отмечено ранее, в зависимости от номинальной выходной электрической мощности ВЭУ делятся на несколько основных категорий:

- 1) ВЭУ большой мощности (более 1 МВт): такие ветроустановки в основном используются в ветропарках для производства большого количества электроэнергии;
- 2) ВЭУ средней мощности (от 100 до 999 кВт): эти установки используются в распределенной генерации в сочетании с другими возобновляемыми источниками энергии и системами накопления энергии для обеспечения потребностей в электроэнергии небольших населенных пунктов;
- 3) ВЭУ малой мощности (от 5 до 99 кВт): эти ВЭУ используются в основном для зарядки аккумуляторов в удаленных районах и для выработки электроэнергии в быту;
- 4) мини ВЭУ (менее 5 кВт): также в основном используются для зарядки аккумуляторов в удаленных районах и для выработки электроэнергии в быту.

Увеличение выходной мощности ВЭУ может быть достигнуто следующим образом:

- за счет выбора места для установки ВЭУ с высоким значением плотности воздуха;
- посредством увеличения радиуса ветроколеса (мощность ВЭУ увеличивается в 4 раза при увеличении радиуса ВК в 2 раза);
- за счет выбора места с высокими скоростями ветра или увеличения высоты башни ВЭУ для достижения стабильных скоростей ветра (мощность ВЭУ увеличивается в 8 раз при увеличении скорости ветра в 2 раза);
- при проектировании лопастей ротора турбины с высоким значением коэффициента мощности C_p .

Учитывая эти факты, размеры коммерческих ВЭУ за последние 40 лет увеличивались экспоненциально (рис. 2.11).

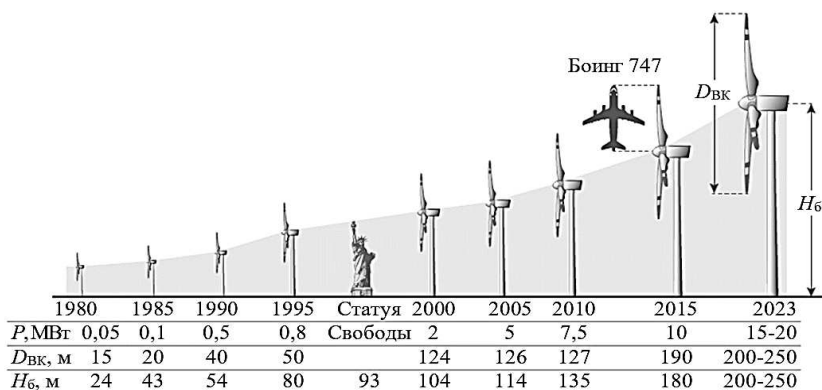


Рис. 2.11. Эволюция габаритных размеров коммерческих ВЭУ:

$P_{\text{ВЭУ}}$ – номинальная выходная мощность ВЭУ, $D_{\text{ВК}}$ – диаметр ветроколеса,

H_6 – высота ступицы или высота башни ВЭУ

Более того, крупные ВЭУ способны использовать большую энергию ветрового потока при меньших затратах на установку и обслуживание, чем группа малых ветроустановок [4].

Касательно малых ВЭУ следует отдельно рассмотреть их классификацию, так как она имеет свои определенные особенности.

МВЭУ или «автономные» ВЭУ предназначены для надежного обеспечения энергией бесчисленного количества разнообразных потребителей, в основном коммунально-бытового назначения, очень различающихся в зависимости от уровня развития страны, ее географических, социальных, экологических, демографических и прочих местных условий. В связи с этим во многих странах мира сегодня создаются свои собственные определения малых ВЭУ, базирующиеся на результатах маркетинговых исследований в своей стране и на использовании разнообразнейших видов и типов МВЭУ (табл. 2.6).

Таблица 2.6

Стандарты для классификации малых ВЭУ в разных странах мира

Организация/ Стандарт	Характеристики и параметры ВЭУ
Американская ассоциация ветроэнергетики (AWEA) [5]	Предельная номинальная мощность 100 кВт, применяются: – в жилом секторе (1–10 кВт); – в коммерческом секторе (21–100 кВт)
Ассоциация ветроэнергетики Великобритании (BWEA) [6]	Номинальная мощность менее 50 кВт: – микро-ветровые турбины (ротор диаметром менее 2,1 м, ометаемая площадь менее 3,5 м ²); – малые ветряные турбины
Ассоциация ветроэнергетики Германии (BWE) [7]	Номинальная мощность до 100 кВт, применяются в жилом секторе (до 30 кВт)
IEC 61400-2 [2]	Ометаемая площадь меньше 200 м ² , что соответствует диаметру ротора $D \leq 16$ м и номинальной мощности до 75 кВт: – для турбин с ометаемой площадью больше 40 м ² не должно быть кнопки ручного отключения и остановки; – стандартные классы для большего числа турбин определяются в зависимости от среднесуточной скорости ветра и турбулентности, а также внешних (климатических) условий в соответствии с табл. 2.2
IEC 61400-11 [8]	Высота башни меньше или равна 30 м и номинальная мощность меньше или равна 150 кВт
ГОСТ Р 51990-2002 [3]	К турбинам малой мощности относятся от 5 кВт до 99 кВт

Примечание: в таблице даны примеры классификации МВЭУ в разных странах. Очевидно, что для очень многообразных условий возможного использования МВЭУ по всей территории России необходимо проведение детальных маркетинговых региональных исследований.

Наиболее распространенными параметрами для классификации малых ВЭУ являются габаритные размеры, т.е. диаметр ротора (или ометаемая площадь), и номинальная мощность. Верхний предел номинальной мощности для небольших ветровых турбин в разных странах изменяется в диапазоне от 50 до 150 кВт.

Наибольшее распространение в мире для унификации технических решений по МВЭУ получил стандарт IEC 61400-2, классифицирующий МВЭУ как лопастные ВЭУ с ротором площадью менее 200 м² номинальной мощностью до 50 кВт при напряжении генератора переменного тока до 1000 В и постоянного тока от 0 до 1500 В [2]:

- если ВЭУ имеет ометаемую площадь ветроколеса менее 2 м², то башня не является частью дизайна МВЭУ;

- если ветроколесо ВЭУ имеет ометаемую площадь ротора более 40 м², то необходимо наличие кнопки ручного отключения или принудительной остановки;

- ВЭУ стандартных классов определяются в соответствии с данными табл. 2.2.

В таблице 2.7 приведена классификация МВЭУ в соответствии со стандартом IEC 61400-2. Следует отметить, что классификация из стандарта IEC 61400-2 соответствует некоторым обобщенным мировым данным.

В таблице 2.8 приведены основные технические данные МВЭУ, соответствующим категориям из табл. 2.7.

В таблице 2.9 приведены данные по электронике, генераторному и другому оборудованию.

Таблица 2.7

Классификация малых ВЭУ по IEC61400-2

№ группы	Номинальная мощность, кВт	Ометаемая площадь ВК, м ² , менее	Название подкатегорий
1	Менее 1	4,9	ПикоВЭУ (pico-wind)
2	1–7	40	МикроВЭУ (micro-wind)
3	7–50	200	МиниВЭУ (mini-wind)
4	50–100	300	Нет четкой классификации (малые ВЭУ)

Таблица 2.8

Основные технические данные МВЭУ по IEC61400-2

Характеристики	Номинальная мощность МВЭУ, кВт			
	Менее 1	1–7	7–50	50–100
Число лопастей				
2				
3				
Более 3				
Тип ветроколеса				
Горизонтальный (HAWT)				
Вертикальный (VAWT)				
Для горизонтального (HAWT)				
Против ветра				
Подветренный				
Материал лопасти				
Композиты				
Дерево + эпоксидная смола				
Композиты + эпоксидная смола				
Механическая защита от превышения скорости				
Нет контроля	+	+	+	+
Пассивный шаг лопасти	–	+	+	–
Активный шаг лопасти	–	–	–	+
Центробежный stall	–	+	+	–
Максимальное механическое регулирование мощности				
Нет контроля	+	+	+	+
Автоповорот (autoturn)	+	+	+	–
Наклон	+	+	+	–
Stall	–	+	+	+
Скорость вращения				
Очень высокая				
Высокая				
Средняя				
Низкая				

Таблица 2.9

Данные по генераторному, электронному и другому оборудованию МВЭУ

Характеристики	Номинальная мощность МВЭУ, кВт			
	Менее 1	1-7	7-50	50-100
Генератор				
Генератор с постоянными магнитами				
Осевой поток				
Радиальный поток				
Синхронный генератор с электромагнитным возбуждением				
Асинхронный генератор				
Силовая электроника: контроллер заряда для синхронного генератора МВЭУ				
Параллельный с нагрузкой регулятор				
Последовательный нагрузке регулятор				
Допустимые значения тока короткого замыкания для генератора с постоянными магнитами				
Отслеживаемая точка с максимальной мощностью				
Прочее	Прочная конструкция; наиболее распространенный диапазон по продажам	Отсутствие преобразователей для технологического соединения с сетью	Отсутствие преобразователей для технологического соединения с сетью	Отсутствие производств

Цветовая заливка ячеек в табл. 2.8 и 2.9 обозначает распространенность различных технических решений согласно табл. 2.10.

Таблица 2.10

Расшифровка цветовой индикации распространенности различных технических решений

Заливка				
Распространенность, %	0–25	25–50	50–75	75–100

В таблице 2.11 приведены данные по областям применения МВЭУ различных категорий.

Таблица 2.11

Основные области применения МВЭУ

Номинальная мощность, кВт	Ветер-дизельные										Одиночные ветряные турбины					
	Ветер-гибридные					Интегрированные строения										
	Ветровые системы для дома															
Менее 1	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+	+	-	
1–7	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+	+	
7–50	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	-	-	-	+	+	
50–100	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	
Малые ветровые системы	Парусники	Сигнализация	Уличные фонари	Удаленные дома/жиллица	Фермы	Перекачка воды	Опреснение морской воды	Мощность для деревни	Млнн-сети	Уличный фонарь	Здания крыши	Жилище	Общественные центры	Автомобильная стоянка		
	Потребители, не имеющие связи с сетью										Потребители, работающие в сети					

2.2.6. Классификация ВЭУ по расположению

Группа ВЭУ часто размещается на обширной территории, образуя ветроэлектростанцию или ветропарк, и подключается к национальной энергосистеме. Ветропарки могут быть расположены как на суше или берегу (береговые), так и в море на мелководье (морские или офшорные). Традиционно береговые ВЭС развивались благодаря простоте строительства, низким первоначальным и эксплуатационным затратам, близости к линиям электропередач и низким потерям при передаче электроэнергии.

В настоящее время морские ветроэлектростанции привлекают все большее внимание, поскольку благодаря сильным и устойчивым морским ветрам может быть увеличено количество производимой электроэнергии, а также обеспечена стабильность выработки. Кроме этого, такое решение позволяет уменьшить использование земельных ресурсов, а также смягчить шумовое и визуальное воздействие. Первоначальные и эксплуатационные затраты у морских ВЭС выше, чем у береговых, при одинаковой их мощности, поскольку требуются более прочные фундаменты, а для подключения к наземной сети необходимы подводные кабели переменного или постоянного тока (зарытые глубоко под дном океана) [4].

2.2.7. Классификация ВЭУ по условиям применения

В зависимости от условий применения ВЭУ подразделяются на автономные и имеющие подключение к сети. Автономная распределенная генерация – это альтернативное решение для обеспечения электроэнергией потребителей в местах, где расширение электрической сети является затруднительным и дорогостоящим. В автономных энергетических комплексах спрос на нагрузку меняется в зависимости от времени, а выходная мощность ВЭУ – в зависимости от скорости ветра. Для обеспечения стабильного, безопасного и надежного электроснабжения ВЭУ используются в сочетании с другими установками, такими как солнечные фотоэлектрические, мини/микро гидро-, биомассовые и дизельные энергоустановки, а также с системами хранения энергии (обычно аккумуляторными). Ветроэнергетические установки малой и средней мощности обычно используются в автономных системах и составляют лишь часть общемировой совокупной установленной ветроэнергетической мощности.

ВЭУ малой и средней мощности также могут использоваться в энергетических энергокомплексах, имеющих подключение к сети, для снижения потребления электроэнергии из энергосистемы. Когда электроэнергия, вырабатываемая энергоустановками, превышает потребности домохозяйств или общественных объектов, она продается коммунальным службам без использования каких-либо накопителей энергии. В отличие от этого, большинство коммерческих мощных ВЭУ используются в системах с подключением к сети. Энергия, вырабатываемая мощными ВЭУ, подается

непосредственно в сеть. Выходное напряжение ВЭУ обычно не превышает 1000 В, но повышается до нескольких кВ с помощью повышающего трансформатора для передачи энергии по линиям электропередачи. Энергия от ВЭС подается в сеть по высоковольтным линиям электропередачи переменного тока (HVAC) или высоковольтным линиям электропередачи постоянного тока (HVDC). Мощность, которую необходимо передать, и расстояние от ветропарка до близлежащей энергосети – два решающих фактора, которые играют важную роль при выборе между передачей по HVAC и HVDC. Передача по линиям HVAC выгодна для небольших ветропарков, расположенных вблизи коммунальных сетей. Для мощностей и расстояний, превышающих 400 МВт и 60 км соответственно, отличным выбором является передача по линии HVDC [4].

2.2.8. Климатические характеристики ВЭУ

При проектировании ВЭУ, независимо от ее типа, необходимо учитывать и другие факторы, например, климат места, где планируется установка ВЭУ.

Для ВЭУ отечественного производства необходимо соблюдение требований ГОСТ 15150-69 [9]. Согласно [9] оборудование ВЭУ отечественного производства должно быть изготовлено в климатическом исполнении У, УХЛ, Т (табл. 2.12). Соответствующие категории размещения (1, 1.1, 2 и 2.1) по ГОСТ 15150-69 представлены в табл. 2.13.

По ГОСТ Р 51991-2002 ВЭУ должны быть рассчитаны на следующие воздействия в процессе эксплуатации [10]:

- дождь интенсивностью 3 мм/мин – для установок и агрегатов исполнений У и УХЛ, интенсивностью 5 мм/мин – для исполнения Т;
- снег, роса, иней, град и гололед – для установок и агрегатов исполнений У и УХЛ;
- солнечная радиация с расчетной интегральной поверхностной плотностью теплового потока (верхним рабочим значением) до 1125 Вт/м²;
- соляной туман и плесневелые грибы – для исполнения Т;
- воздух запыленностью не более 2,5 г/м³ – для исполнений У, УХЛ и Т;
- ветер скоростью до 50 м/с – при двухминутном порыве;
- температура воздуха, не менее:
 - –50°С – для ВЭУ исполнения УХЛ;
 - –30°С – для ВЭУ исполнения У;
 - –10°С – для ВЭУ исполнения Т.

Следует отметить, что при гололеде допускается остановка ВЭУ для удаления льда.

ВЭУ допускается размещать над уровнем моря до 2000 м. При этом значения снижения мощности за счет изменения плотности воздуха должны быть указаны в технических условиях и инструкциях по эксплуатации.

Таблица 2.12

Значения показателей макроклиматов и их группы на суше по ГОСТ 15150-69

Тип макроклимата или группа макроклиматов		Значение температуры, °С								Значения среднегодовой влажности	
		среднее из ежегод- ных экстремальных среднесуточных		среднее из ежегодных абсолютных экстре- мальных		абсолютное экстре- мальное		относительной, %, при средне- годовой темпе- ратуре, °С		абсолютной, г/м ³	
		Макси- мальное	Мини- мальное	Макси- мальное	Мини- мальное	Макси- мальное	Мини- мальное	Макси- мальное	Мини- мальное		
Наименование	Обозна- чение										
Холодный	ХЛ	+33	-55	85 при -6	6	+40	-70	85 при -6	6		
Умеренный	У	+38	-40	75 при -15	10	+45	-50	75 при -15	10		
Тропический влажный	ТВ	+35	+12	80 при +27	20	+45	0	80 при +27	20		
Тропический сухой	ТС	+43	0	40 при +27 50 при +15	10 7	+60	-15	40 при +27 50 при +15	10 7		
Умеренно-холодный	УХЛ	+38	-55	75 при +15	10	+45	-70	75 при +15	10		
Тропический	Т	+43	0	80 при +27	20	+60	-15	80 при +27	20		
Общемировой	О	+43	-55	80 при +27	20	+60	-70	80 при +27	20		
Всеобщий	В	+43	-55	80 при +27	20	+60	-70	80 при +27	20		

**Категории размещения технических устройств при эксплуатации
на открытом воздухе на примере ВЭУ**

Укрупненные категории		Дополнительные категории	
Характеристика	Обозначение	Характеристика	Обозначения по десятичной системе
Для эксплуатации на открытом воздухе (воздействие совокупности климатических факторов, характерных для данного макроклиматического района)	1	Для хранения в процессе эксплуатации в помещениях категории 4 и работы как в условиях категории 4, так и (кратковременно) и других условиях, в том числе на открытом воздухе	1.1
Для эксплуатации под навесом или в помещениях (объемах), где колебания температура и влажности воздуха несущественно отличаются от их колебания на открытом воздухе и имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха, например, в палатках, кузовых прицепах, металлических помещениях без теплоизоляции, а также в оболочке комплектного изделия категории 1 (отсутствие прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков)	2	Для эксплуатации в качестве встроженных элементов внутри комплектов изделий категории 1, 1.1, 2, конструкция которых исключает возможность конденсации влаги на встроженных элементах (например, внутри радиозлектронной аппаратуры)	2.1
Для эксплуатации в закрытых помещениях (объемах) с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха и воздействие песка и пыли существенно меньше, чем на открытом воздухе, например, в металлических с теплоизоляцией, каменных, бетонных, деревянных помещениях (отсутствие воздействия атмосферных осадков, прямого	3	Для эксплуатации в нерегулярно отапливаемых помещениях (объемах)	3.1

Окончание табл. 2.13

Укрупненные категории		Дополнительные категории	
Характеристика	Обозначение	Характеристика	Обозначения по десятичной системе
солнечного излучения, существенное уменьшение ветра; существенное уменьшение или отсутствие воздействия рассеянного солнечного излучения и конденсации влаги)			
Для эксплуатации в помещениях (объемах) с искусственно регулируемые климатическими условиями, например в закрытых отапливаемых или охлаждаемых и вентилируемых производственных и других, в том числе хорошо вентилируемых подземных помещениях (отсутствие воздействия прямого солнечного излучения, атмосферных осадков, ветра, песка и пыли и наружного воздуха; отсутствие или существенное уменьшение воздействия рассеянного солнечного излучения и конденсации влаги)	4	Для эксплуатации в помещениях с кондиционированным или частично кондиционированным воздухом	4.1
		Для эксплуатации в лабораторных, капитальных жилых и других подобного типа помещениях	4.2

Минимальный объем информации, необходимой для организации работ по транспортированию и возведению каждой поставляемой потребителю ВЭУ:

- страна и фирма-изготовитель ВЭУ;
- название модели ВЭУ и ее серийный номер;
- климатическое изготовление;
- дата изготовления;
- номинальная мощность;
- расчетная скорость ветра для ВЭУ;
- рабочий диапазон скоростей ветра на уровне оси ветроколеса ВЭУ;
- класс безопасности ВЭУ по данным классов ветровых условий (или IEC 61400-1, IEC 61400-2, или рассматриваемой страны);
- номинальное напряжение и вид тока на клеммах ВЭУ с указанием диапазона;
- частота тока на клеммах генератора ВЭУ или диапазон изменения частоты в случае, если номинальное отклонение превышает 2%.

Дополнительная информация по ВЭУ:

- максимальная масса башни;
- максимальная высота оси ВК;
- предельно допустимая скорость ветра;
- ометаемая площадь ВК;
- количество лопастей;
- длина лопасти.

Маркировка ВЭУ, предназначенная для установки в районах Крайнего Севера и труднодоступных районах, должна учитывать положения ГОСТ 15846-2002 [11].

Помимо вышеперечисленного, для поставляемой ВЭУ должны быть указаны условия ее использования для энергоснабжения потребителей и прочая информация, характеризующая энергетические, экономические и социально-экономические показатели ВЭУ.

2.3. Основные виды ВЭУ с вертикальной осью вращения и особенности их конструкции

Существует несколько видов вертикально-осевых ветроустановок.

– Ветроколесо «чашечного типа» (рис. 2.7). ВК вращается силой сопротивления, форма чашечной лопасти обеспечивает почти линейную зависимость частоты вращения от скорости ветра в большом диапазоне скоростей (от 0 до 80 м/с), что объясняет применение данного ВК в измерительных приборах, а также в качестве датчика скорости ветра.

– Ветроколесо Савониуса (рис. 2.7 и 2.8). Это ветроколесо также вращается силой сопротивления. Его лопасти отличаются простотой и дешевизной. Вращающийся момент создается благодаря разнице моментов сопротивления, оказываемых воздушному потоку гнутой и выпуклой относительно него лопастями. Ветроколесо имеет большое геометрическое заполнение, а значит и большой начальный момент, что необходимо для водоподъемных механизмов.

– Ветроколесо Дарье (рис. 2.7 и 2.8). В конструкции данного ВК вращающийся момент создается подъемной силой. Ветроколесо представляет собой две или три тонких изогнутых лопасти, имеющие аэродинамический профиль. Подъемная сила максимальна, когда лопасть пересекает набегающий воздушный поток, и минимальна, когда лопасть движется параллельно потоку.

Таким образом, за один оборот лопасть дважды подвергается максимальному и минимальному моменту, что и является причиной большинства усталостных разрушений.

– Ветроколесо Масгрува (рис. 2.7). Вращающийся момент создается также подъемной силой. Две лопасти ВК, имеющие аэродинамический профиль, в начальный (стартовый) момент расположены вертикально. По мере увеличения скорости ветра лопасти начинают складываться, уменьшая подъемную силу за счет уменьшения ометаемой площади. При максимальной расчетной скорости ветра лопасти полностью складываются и ВК останавливается.

– Ветроколесо Эванса или «Н-типа» (рис. 2.7 и 2.8). Вращающийся момент создается также подъемной силой двух вертикально расположенных лопастей с аэродинамическим профилем. Для его запуска требуется раскрутка, а для остановки используется поворот лопастей на 90° вокруг вертикальной оси.

Каждый из упомянутых выше видов ВЭУ имеет свои отличительные особенности. На рисунке 2.12 представлена общая конфигурация современной вертикально-осевой ветротурбины типа Дарье, названной так по имени изобретателя этого характерного ВК с изогнутыми лопастями. Ее основными элементами являются: ветроколесо, силовой агрегат (рис. 2.13), опорная конструкция, фундаменты и станция наземного оборудования. Хотя некоторые элементы и компоненты являются общими как для ВО ВЭУ, так и для ГО, их конфигурации зачастую существенно отличаются.

Симметрия ВК относительно вертикальной оси позволяет ВО ВЭУ принимать ветер с любого направления, поэтому система ориентации на ветер в данном случае не требуется. Это одно из основных преимуществ вертикально-осевых ВЭУ.

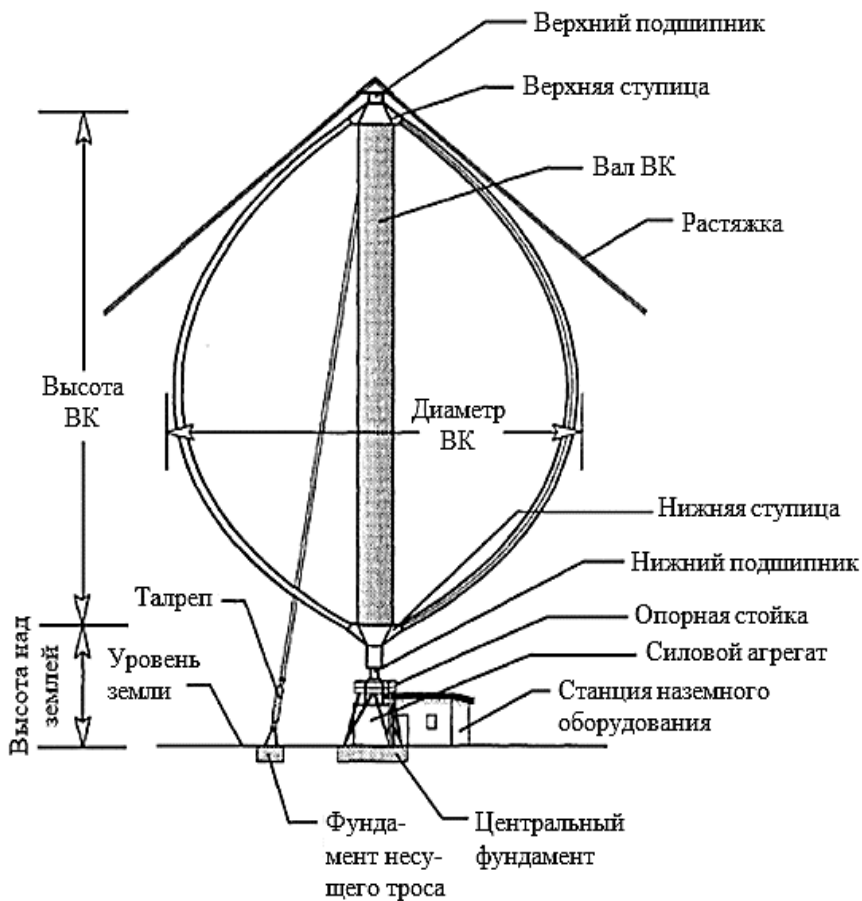


Рис. 2.12. Схематичное изображение основных элементов современной ВО ВЭУ.
Общая конфигурация

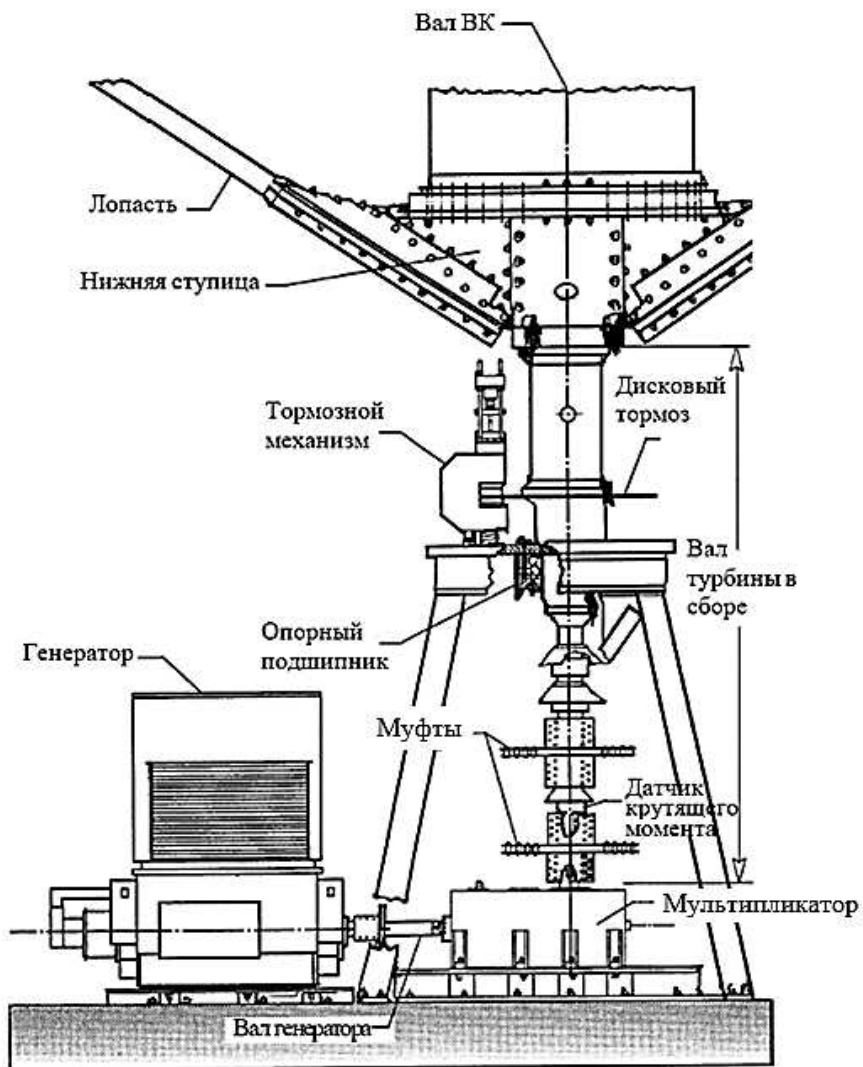


Рис. 2.13. Схематичное изображение основных узлов современной ВО ВЭУ.
Силавая часть

2.3.1. Ветроколесо ВЭУ

Как показано на рис. 2.12, основными элементами ротора Дарье являются изогнутые лопасти, концы которых закреплены на жестких верхней и нижней ступицах, разделенных валом ротора. Для минимизации внутренних изгибающих напряжений при вращении лопасти имеют форму, напоминающую «тропоскиен» (*troposkein* в переводе с греческого – «вращающийся канат»), т.е. форму с нулевым изгибающим напряжением. Ветроколеса ВО ВЭУ состоят из двух или трех лопастей, расположенных с фиксированным шагом, обычно симметричных в поперечном сечении и не имеющих изгибов.

Как и в случае с ГО ВЭУ, ометаемая площадь ветроколеса ВО ВЭУ определяется его проекцией на вертикальную плоскость, создаваемую движущимися лопастями. Диаметр ротора – это ширина проекции ВК на горизонтальной плоскости. Высота ротора – это расстояние между верхней и нижней ступицами, которое обычно на 15–30% больше диаметра.

Аэродинамическое регулирование мощности роторов Дарье осуществляется по принципу срыва потока, поскольку механизмы изменения шага лопастей оказались нерентабельными. Обычным способом запуска ВЭУ является приведение ротора в движение генератором, поскольку лопасти создают подъемную силу и крутящий момент только за счет поступательного движения ветрового потока и, следовательно, такие ВЭУ обычно не могут самозапускаться. Остановка роторов ВО ВЭУ обычно осуществляется путем включения тормоза ротора, входящего в состав силового агрегата.

Наиболее распространенным материалом для лопастей ротора Дарье является экструдированный алюминиевый сплав. Лопасти крепятся болтами к верхней и нижней ступицам, каждая из которых жестко соединена с валом ВК. Таким образом, вал ВК передает крутящий момент с двух ступиц на силовой агрегат. Основным конструктивным требованием к валу ротора является прочность на кручение, поскольку он должен воспринимать относительно высокие нисходящие нагрузки, создаваемые несущими тросами.

2.3.2. Силовой агрегат ВЭУ

В отличие от горизонтально-осевых ВЭУ, о которых речь пойдет ниже, силовые агрегаты вертикально-осевых установок имеют три основных различия. Во-первых, элементы силового агрегата ВО ВЭУ расположены на земле или вблизи нее, что облегчает их обслуживание и требует относительно небольшой опорной стойки. Во-вторых, вал ВО ВЭУ несет только осевые и крутящие нагрузки, без изгибающих нагрузок, как на валу ГО ВЭУ. В-третьих, тормоз ротора вертикально-осевой установки намного больше, чем стояночный тормоз,

типичный для горизонтально-осевых ВЭУ, поскольку он должен быть способен остановить ротор Дарье, работающий на максимальной скорости. Для большей надежности он может быть даже расположен непосредственно на валу ВК, чтобы тормозной момент не передавался через редуктор. Редукторы ВО ВЭУ, приводные валы генераторов и генераторы имеют ту же конфигурацию и те же функции, что и у ГО ВЭУ.

2.3.3. Опорная конструкция ВЭУ

Опорная конструкция ВЭУ с вертикальной осью вращения состоит из верхнего и нижнего подшипников ветроколеса, несущих тросов с натяжными устройствами и опорной стойки. Для поддержки верхнего конца ротора в горизонтальной плоскости роторам Дарье требуется три или четыре троса (или комплект тросов). Эти тросы тянутся от верхнего конца ротора до наземных фундаментов под углом примерно 30–40°.

Натяжение тросов вызывает направленную вниз осевую нагрузку на верхний подшипник ротора, равную половине или более растягивающей нагрузки во всех тросах. Эта осевая нагрузка передается вниз через вал ВК, на нижнюю опору ротора, опорную стойку и, наконец, на фундамент.

В зависимости от конструкции, верхняя и нижняя ступицы также могут воспринимать сжимающую нагрузку.

2.3.4. Фундаменты ВЭУ

Фундаменты вертикально-осевых ВЭУ включают в себя центральный фундамент под опорной стойкой ВЭУ и фундамент на нижнем конце каждого из несущих тросов. Поскольку центральный фундамент не подвержен воздействию восходящих или опрокидывающих нагрузок, его масса обычно меньше, чем суммарный вес фундаментов под крепление тросов, и не так сильно армирован. Фундаменты под крепление несущих тросов содержат стальные тросовые анкеры, имеют значительное усиление для противодействия растягивающим нагрузкам, а их размеры позволяют предотвратить подъем или смещение, которые могут привести к потере натяжения тросов.

2.3.5. Станция наземного оборудования ВЭУ

Наземное оборудование, обеспечивающее связь ВЭУ с электросетью или другим потребителем, в основном такое же, как и в случае с горизонтально-осевой ВЭУ той же мощности. Все это оборудование может быть размещено в отдельно стоящем от ВО ВЭУ здании, или часть его может быть расположена на центральном фундаменте.

2.4. Основные виды ВЭУ с горизонтальной осью вращения и особенности их конструкции

Как показывает мировой опыт развития ветроэнергетики, подавляющее число средних и крупных ВЭУ используют для своей работы принцип подъемной силы и являются горизонтально-осевыми ветротурбинами.

Эти ВЭУ весьма различаются друг от друга по следующим характеристикам, некоторые из которых были рассмотрены ранее:

- 1) количество лопастей ротора ВЭУ: одна, две, три и более (рис. 2.5);
- 2) расположение ветроколеса по отношению к направлению ветра: «против ветра» – ВК использует набегающий ветер и расположен перед гондолой; «по ветру» – ВК расположен за гондолой (рис. 2.6);
- 3) схема аэродинамического регулирования мощности ВЭУ (разд. 2.2.2);
- 4) скорость вращения ветроколеса ВЭУ: низкая, средняя и высокая. Очевидно, что скорость вращения любой лопастной ВЭУ всегда ограничена необходимостью не превышения скорости звука концами лопастей ВЭУ. Это ограничение весьма жестко лимитирует частоту вращения ротора ВЭУ (особенно – крупных) и требует наличия редуктора для эффективного использования современных высокоскоростных генераторов;
- 5) рабочая частота вращения ротора генератора ВЭУ (разд. 2.2.3);
- 6) тип механической связи между валом турбины и валом генератора ВЭУ (разд. 2.2.4);
- 7) изменение величины механической энергии ветра, достигающей ротора ВЭУ: экранирование ВЭУ в целом или регулировка лопастей ротора ВЭУ;
- 8) технологическое присоединение ВЭУ к сети: прямое подключение к сети или через промежуточные цепи постоянного тока;
- 9) тип генератора: синхронный, асинхронный, постоянного тока.

Из всех типов горизонтально-осевых ВЭУ можно выделить следующие характеристики: ВЭУ большой мощности, ВЭУ с регулированием шага лопастей, ВЭУ с подключением к сети, ВЭУ с постоянной частотой вращения, офшорные ВЭУ и ВЭУ с редуктором.

Базовая конфигурация ВЭУ, включающая в себя особенности всех вышеупомянутых типов, показана на рис. 2.14. Типовая ВЭУ мегаваттного класса состоит из более чем 8000 элементов, которые преобразуют кинетическую энергию ветрового потока в электрическую энергию контролируемым, надежным и эффективным образом. Наиболее габаритными и заметными частями являются башня, гондола, лопасти ротора и повышающий трансформатор. Остальные элементы размещены внутри ВЭУ. В целом элементы ВЭУ можно разделить на три категории [4].

– Механические элементы: лопасти ветроколеса, ступица ВК, подшипники ротора, главный вал, механический тормоз, редуктор, приводы системы управления шагом лопастей (приводы поворота лопастей), приводы системы ориентации гондолы ВЭУ на ветер (приводы рыскания), ветроизмерительный блок, гондола, башня, фундамент, система теплообмена и лестница.

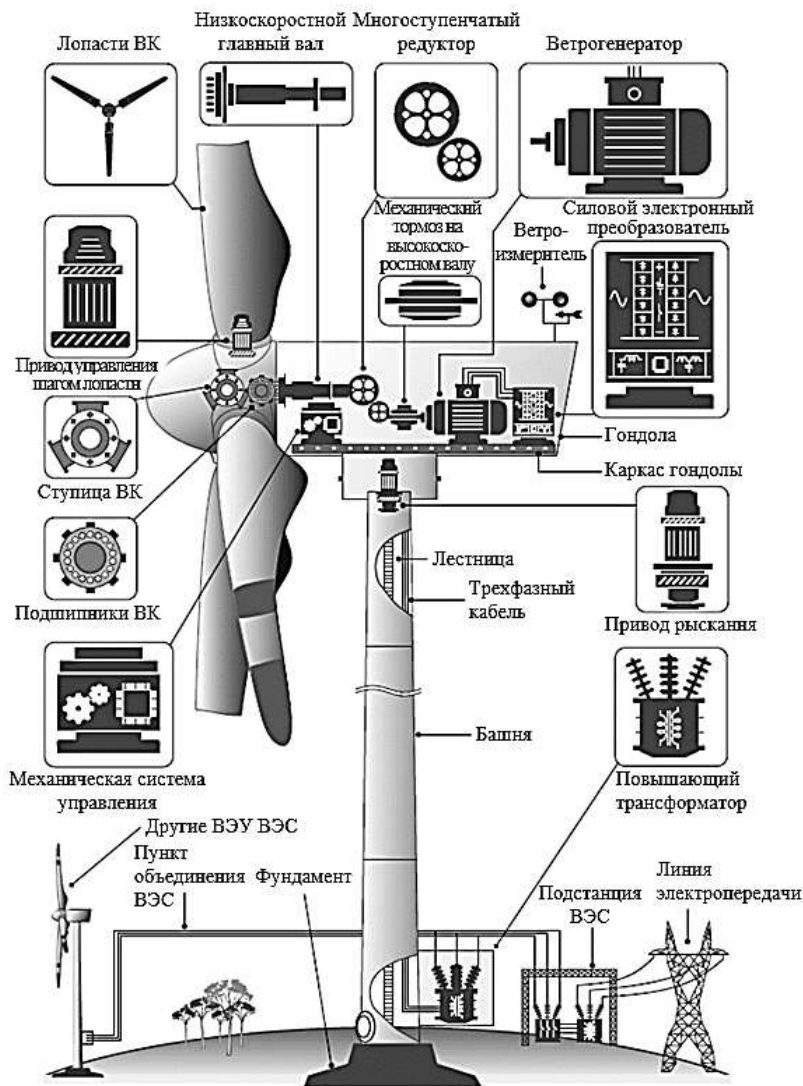


Рис. 2.14. Основные элементы ВЭУ с постоянной частотой вращения большой мощности

– Электрические элементы: ветрогенератор, силовой электронный преобразователь вместе с фильтрами гармоник со стороны генератора и сети, повышающий трансформатор, силовые кабели, пункт объединения ВЭС и коммутационное оборудование.

– Элементы управления: механические и электрические системы управления.

Анализ затрат на примере ВЭУ ММ92-5,0 МВт компании Senvion показывает, что затраты (в % от общей стоимости ВЭУ), связанные с основными элементами ВЭУ, составляют: башня – 26,3%, лопасти ротора – 22,2%, редуктор – 12,91%, силовой преобразователь – 5,01%, трансформатор – 3,59%, ветрогенератор – 3,44%, основной каркас – 2,80%, приводы системы управления шагом лопастей – 2,66%. Затраты, связанные с ветрогенератором, силовым преобразователем и трансформатором, несколько изменяются в зависимости от типа конфигурации ВЭУ [4].

2.4.1. Механические элементы

Механические элементы ВЭУ играют важную роль в практическом развитии многомегаваттных энергоустановок. Механические элементы преобразуют кинетическую энергию ветрового потока в механическую и передают ее ветрогенератору через трансмиссию.

К элементам ветроколеса относятся: лопасти, ступица ротора, подшипники ротора, носовой конус и приводы системы управления шагом лопастей. Трансмиссия включает в себя механическую муфту, подшипники, низкоскоростной главный вал, высокоскоростной вал генератора, редуктор и механические тормоза. Краткое описание основных механических элементов приведено ниже.

Лопастя ВК. Кинетическая энергия ветра сначала преобразуется в механическую с помощью лопастей ротора, имеющих форму аэродинамического профиля. Лопастя ВК являются наиболее характерными, заметными и важными элементами. Они похожи на крылья самолета и имеют те же аэродинамические характеристики благодаря своей структуре и аэродинамике. За последние три десятилетия технология лопастей ВЭУ быстро развивалась в плане аэродинамического дизайна и материалов. Старые турбины были спроектированы с более тяжелыми стальными лопатками, что приводило к высокой инерции. В новых турбинах используются эффективные и композитные материалы, обеспечивающие низкую инерцию вращения, благодаря чему ВЭУ могут быстро разогнаться при увеличении скорости ветра.

Наиболее часто используемыми материалами в современных ВЭУ являются полимеры, армированные волокнами, алюминий, полиэфирная смола, бальза, стеклопластики и композиты из углеродного волокна. Трехлопастная конструкция является стандартом для современных ВЭУ мегаваттного класса, поскольку она обеспечивает симметричную нагрузку.

Такие требования к лопастям, как снижение уровня шума, оптимальная форма, высокое отношение мощности к площади и простота изготовления, ставят перед производителями ветротурбин серьезные задачи. Последние разработки в области многослойной технологии изготовления лопастей позволяют снизить производственные и транспортные расходы. Лопасти ВЭУ имеют максимальный аэродинамический КПД в 59% в соответствии с пределом Бетца. Повышение аэродинамической эффективности имеет первостепенное значение для инженеров-механиков; наивысший КПД, достигнутый на сегодняшний день, составляет 50% у лопастей, производимых компаниям Enercon, Shandong SwissElectric и Wikov.

Ступица ротора и подшипники. Ступицы ротора, изготовленные из чугуна или литой стали, обеспечивают механическую поддержку лопастей ротора и преобразуют поперечное движение лопастей в крутящий момент, передаваемый на редуктор. Лопасти ротора соединяются со ступицей по-разному в зависимости от схемы аэродинамического регулирования мощности. В старых турбинах с управлением срывом потока лопасти крепятся болтами непосредственно к ступице. В современных турбинах используется более сложная конструкция, соединяющая лопасти со ступицей через приводы системы управления шагом лопастей. В ступице ротора также расположены приводы шага или концевые тормоза. Подшипники ротора обеспечивают поддержку соединения между ступицей ротора и главным валом, а также способствуют плавному вращению последнего.

Главный вал и механический тормоз. Учитывая большой момент инерции, ВЭУ мегаваттного класса обычно работают на очень низких скоростях (обычно 5–20 об/мин) и с высоким крутящим моментом. Главный вал, также называемый низкоскоростным валом, соединяет ступицу ротора с редуктором для передачи механической энергии. Главный вал обычно изготавливается из ковanej высокоуглеродистой стали, чугуна или литой стали для обеспечения оптимальной передачи нагрузки.

Механические тормоза используются для остановки ВК ВЭУ в аварийных ситуациях, таких как неисправности (перегрев редуктора/генератора) или сильные порывы ветра. Чтобы уменьшить тормозной момент, механические тормоза устанавливаются непосредственно на высокоскоростной вал генератора. Эти тормоза могут привести к сильному износу вала и возникновению пожара внутри гондолы, если они используются для остановки ВК, вращающегося на полной скорости. На практике механические тормоза включаются после того, как приводы шага и рысканья доводят скорость вращения ротора до определенного низкого значения. В современных мощных турбинах используются гидравлические или электро-механические дисковые (или барабанные) тормоза.

Редуктор. Для соединения «низкоскоростного и высокомоментного» главного вала с «высокоскоростным и низкомоментным» валом генератора используется многоступенчатый редуктор. Для высокоскоростных генераторов обычно используется

трехступенчатый редуктор, содержащий одну планетарную ступень и две цилиндрические ступени. Для трехступенчатого редуктора передаточные числа обычно варьируются от 60 до 120, а КПД – от 95 до 98%. На практике редуктор подвергается широкому диапазону нагрузок из-за случайного характера скорости ветра. Это явление приводит к интенсивному износу редуктора. Поэтому для обеспечения длительного срока службы необходимо регулярное техническое обслуживание. Неисправность редуктора является одной из основных причин простоя ВЭУ, поэтому редукторы требуют больших затрат на обслуживание, помимо огромных первоначальных вложений. Кроме того, редуктор производит высокий уровень шума. Безредукторные ВЭУ перспективны для использования в морских условиях, поскольку позволяют снизить расходы на обслуживание и время простоя.

Приводы шага и рысканья. В соответствии с аэродинамическими характеристиками, любая ветротурбина вырабатывает максимальное количество электроэнергии только при расчетной скорости ветра или большей. Когда скорость ветра превышает расчетное значение, угол установки лопастей изменяется таким образом, чтобы выходная электрическая мощность генератора была ограничена номинальным значением. В крупных ВЭУ для разворота лопастей вдоль продольной оси в ступице ротора используются три независимых привода шага и электронный контроллер. Приводы шага могут быть реализованы как гидравлическими, так и электрическими механизмами, но последний вариант обычно используется для снижения сложности и стоимости обслуживания, а также для получения высокой скорости изменения шага лопастей (7,5–8°/с).

Привод рысканья используется для разворота гондолы ВЭУ по ветру и извлечения максимально возможной энергии. Привод рысканья состоит из электродвигателя, редуктора рысканья, зубчатого венца и подшипников и создает высокий крутящий момент, необходимый для поворота гондолы. Когда скорость ветра превышает допустимое значение или происходит сбой, механизм рысканья помогает остановить ветротурбину, выводя ее из-под ветра.

Блок измерения параметров ветра. ВЭУ оснащены блоками измерения параметров ветра, состоящими из анемометра и флюгера, для непрерывного мониторинга и сбора данных о ветре. Так для приводов шага и рысканья требуется информация о скорости и направлении ветра, соответственно. Системам управления электрооборудованием также необходимы эти данные. Анемометр состоит из трехчашечной вертикально-осевой микротурбины и преобразователя скорости для измерения скорости ветра. Ультразвуковые анемометры были недавно внедрены в ВЭУ для получения точных данных о ветре и обеспечения надежной работы по сравнению с механическими анемометрами. Флюгер вместе с оптоэлектронным преобразователем угла измеряет направление ветра, а блоки измерения ветра обычно устанавливаются на верхней задней части гондолы.

Гондола. Гондола вмещает большинство механических и электрических элементов ВЭУ и защищает их от экстремальных погодных условий. В нормальных

условиях эксплуатации гондола обращена навстречу ветру. Размер гондолы сильно зависит от типа используемого редуктора. Например, для ВЭУ с прямым приводом размер гондолы невелик по сравнению с редукторной ВЭУ. В последних на вершине гондолы может располагаться вертолетная площадка, с которой обслуживающий персонал может спуститься на турбину с парящего над ней вертолета.

Башня и фундамент. Башня, обычно изготовленная из стали или бетона, позволяет расположить гондолу и ВК ВЭУ на определенной высоте, которой соответствуют лучшие ветровые условия. Высота башни тем больше, чем больше диаметр ВК и соответственно мощность ВЭУ. Таким образом, обеспечивается необходимое расстояние до земли. Требования к расстоянию до земли выше для наземных ВЭУ, чем для морских ветротурбин. В современных ВЭУ высота башни примерно в два-три раза превышает длину лопастей. Силовые кабели (которые соединяют выход силового преобразователя с повышающим трансформатором) и лестница крепятся к внутренней поверхности башни. В некоторых ВЭУ мегаваттного класса повышающий трансформатор и электрические переключатели также размещаются внутри башни, чтобы уменьшить занимаемую площадь и защитить эти компоненты от неблагоприятных погодных условий.

Фундамент турбины непосредственно поддерживает башню, гондолу и ветроколесо. Фундаменты для наземных турбин просты и включают в себя плитные, монолитные и многосвайные типы. Проектирование фундаментов для морских ВЭУ является сложной задачей из-за различной глубины и типов грунта, а также суровых погодных условий. В настоящее время существует множество концепций морских фундаментов, таких как гравитационный, монолитный, треножный, плавучий и пр. Гравитационные и монолитные фундаменты применимы для мелководья с глубиной менее 30 м.

Другие фундаменты, в частности плавучие, которые уже используются в морской нефтегазовой промышленности, являются перспективными для будущих глубоководных (> 40 м) проектов офшорных ВЭС.

Иные механические элементы. Существует еще несколько различных элементов, которые не участвуют непосредственно в преобразовании энергии. Однако они помогают основным механическим элементам в эксплуатации и обслуживании ВЭУ. К ним относятся система теплоотвода/теплообмена, система молниезащиты, механические гасители вибраций, лестница и подъемник для обслуживания [4].

2.4.2. Электрические элементы

Ветрогенератор. Ветрогенератор преобразует механическую энергию вращения на входе в электрическую энергию на выходе. На сегодняшний день существует множество генераторов: асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором (SCIG), асинхронный генератор с фазным ротором (WRIG), асинхронный

генератор двойного питания (DFIG), синхронный генератор с постоянными магнитами (PMSG) и синхронный генератор с фазным ротором (WRSG). Асинхронные генераторы с фазным ротором и двойного питания имеют одинаковую конструкцию, но в литературе их называют по-разному, чтобы различать разные конфигурации турбин. В литературе синхронные генераторы с фазным ротором также обозначаются как синхронный генератор с электрическим возбуждением (EESG). В попытке увеличить удельную мощность ВЭУ десятимегаваттного класса недавно были представлены высокотемпературные сверхпроводящие синхронные генераторы (HTS-SG). Такие генераторы исключают необходимость использования редкоземельных материалов и значительно уменьшают размеры и вес генератора по сравнению со стандартными СГ с постоянными магнитами и с фазным ротором. Компании AMSC и ABB объявили об использовании высокотемпературных сверхпроводящих СГ в своих будущих проектах ВЭУ мощностью 10 и 15 МВт соответственно.

АГ с короткозамкнутым ротором широко используются в ВЭУ первого поколения с прямым подключением к сети благодаря своей низкой стоимости, простой и прочной конструкции, а также минимальным требованиям к обслуживанию. Они также используются в современных ВЭУ с переменной частотой вращения вместе с силовым преобразователем. АГ с фазным ротором и двойного питания позволяют работать с переменной частотой вращения за счет использования регулируемого резистора или преобразователя мощности в цепи ротора. В настоящее время генераторы двойного питания являются рабочей лошадкой ветроэнергетической промышленности с долей рынка более 50 %. СГ с постоянными магнитами и с фазным ротором, а также высокотемпературные сверхпроводящие СГ используются в основном в ветрогенераторах с прямым приводом. Асинхронные генераторы используются как в турбинах с фиксированной частотой вращения, так и в ВЭУ с переменной частотой, в то время как синхронные генераторы используются в ВЭУ с переменной частотой вращения. АГ работают на высоких частотах вращения, в то время как СГ могут работать на низких, средних или высоких частотах. Для достижения низкой рабочей частоты генератор должен быть оснащен большим количеством полюсов, что является целесообразным решением для СГ. При размещении большого числа полюсов радиус статора СГ с постоянными магнитами становится примерно в 6 раз больше и в 4,5 раза тяжелее, чем у трехступенчатого АГ на базе редуктора.

Силовой преобразователь. Величина выходного напряжения и его частота изменяются в зависимости от частоты вращения ротора генератора. Выходные клеммы генератора могут быть подключены к сети напрямую или через силовой электронный преобразователь. Силовой преобразователь изменяет выходное переменное напряжение генератора на постоянное с помощью выпрямителя (AC/DC-преобразователь), а затем обратно на переменное напряжение с помощью инвертора (DC/AC-преобразователь). Таким образом, обеспечивается постоянство напряжения и частоты. В большинстве ВЭУ конфигурация обоих преобразователей

AC/DC и DC/AC одинакова и известна как преобразователь с подключением «спина к спине» (back-to-back). Различные варианты расположения силовых коммутационных устройств позволяют получить множество топологий силовых преобразователей.

При использовании силовых преобразователей неизбежны гармоники при переключениях (коммутационные гармоники). Для решения этой проблемы в преобразователях со стороны генератора и преобразователях со стороны сети используются фильтры гармоник. Фильтр гармоник со стороны ВЭУ помогает снизить гармонические искажения токов и напряжений генератора. Этот процесс приводит к снижению гармонических потерь в магнитопроводе и обмотке генератора. Фильтр гармоник со стороны сети помогает соответствовать строгим требованиям к гармоникам, установленные сетевыми стандартами.

По рабочему напряжению силовые преобразователи делятся на низковольтные и средневольтные. Необходимость использования низковольтного или средневольтного преобразователя определяется в зависимости от величины выходного напряжения ветрогенератора. Низковольтный преобразователь мощности используется с низковольтным ветрогенератором; аналогично, средневольтный преобразователь используется с ветрогенератором среднего напряжения. Наиболее распространенными номинальными значениями низкого и среднего напряжения для ветрогенераторов (и преобразователей мощности) являются значения менее 1000 В и 3000–4000 В, соответственно.

Повышающий трансформатор. Выходное напряжение силового преобразователя (обычно 690 В в низковольтном классе) повышается до 34,5 кВ с помощью повышающего трансформатора для подключения ВЭУ к точке объединения среднего напряжения. Повышающий трансформатор является обязательным элементом ВЭУ, в противном случае ветрогенератор и силовой электронный преобразователь должны быть рассчитаны на уровень напряжения в точке общего соединения ВЭС. Такой подход позволяет избежать затрат на повышающий трансформатор, но при этом возникают дополнительные расходы на ветрогенератор и силовой преобразователь среднего напряжения. В современной ветроэнергетике все ВЭУ используют повышающие трансформаторы по умолчанию. Повышающие трансформаторы выпускаются в двух формах: сухой трансформатор (литая смола) и трансформатор, заполненный жидкостью (маслом).

Силовые кабели. Силовые кабели соединяют выход силового преобразователя, который обычно находится в гондоле, с повышающим трансформатором, расположенным в нижней части ВЭУ. Подвесные низковольтные силовые кабели для башен состоят из меди с покрытием и простой системы изоляции. Стоимость, размеры и потери мощности, связанные с низковольтными силовыми кабелями, возрастают по мере увеличения мощности низковольтной ВЭУ. В некоторых конструкциях ветроустановок трансформатор размещается в гондоле для снижения стоимости кабеля и потерь мощности. Однако такой подход требует оптимизации размеров других электрических и механических элементов установки.

Другой подход к решению вышеупомянутых проблем с кабелями заключается в повышении напряжения ВЭУ до уровня среднего напряжения. Прокладка и оконцовка силовых кабелей среднего напряжения сложна, а зарплата и оплата труда техников по работе с кабелями среднего напряжения выше, чем техников по работе с кабелями низкого напряжения. Однако вышеупомянутые преимущества силовых кабелей среднего напряжения перевешивают этот недостаток.

Пункт объединения ВЭС. Пункт объединения ветропарка, также называемый точкой общего соединения (ТОС), объединяет все ВЭУ в ветропарке. Параллельное соединение ВЭУ является стандартной практикой для увеличения мощности ВЭС. Наиболее распространенные классы напряжения в ТОС, используемые в североамериканских и европейских ветропарках, составляют 34,5 и 33 кВ соответственно. Коммерческие ВЭУ могут быть подключены к ТОС через повышающие трансформаторы, независимо от региональных классов напряжения.

Иные электрические элементы. Различные электрические элементы включают в себя электрические переключатели, трехфазные контакторы и автоматические выключатели, которые размещены между ВЭУ и ТОС или между ТОС и линией электропередачи [4].

2.4.3. Механические и электрические системы управления

Ветровые электростанции полностью автоматизированы и работают в отсутствие персонала в течение всего года при любых погодных условиях. Системы управления с ограниченными функциями использовались в первом поколении ВЭУ, а сейчас они выполняют большое количество функций в отношении турбины, генератора и преобразователя мощности, интеграции в сеть, обеспечения необходимой защиты и работы ветропарка в целом. В ВЭУ несколько вспомогательных систем управления механическими/электрическими элементами и главная система управления используются совместно для выполнения следующих задач:

- извлечения максимально возможной энергии из ветрового потока;
- работы турбины в безопасном режиме с контрольными параметрами, такими как мощность, напряжение, ток, частота и крутящий момент, в пределах заданных ограничений;
- достижения желаемых динамических и установившихся характеристик;
- минимизации механической нагрузки на трансмиссию;
- соответствия строгим нормам энергосистемы.

Главная система управления отслеживает различные параметры, такие как скорость ветра, направление ветра, напряжения/токи генератора, напряжения/токи сети и пр. Затем главная система управления при помощи вспомогательных систем осуществляет управление состоянием или параметрами системы элементов ВЭУ согласно заданным значениям или в установленных пределах [4].

2.5. Необычные и инновационные ВЭУ

Необычные или инновационные ветроэнергетические установки должны оцениваться так же, как и другие ВЭУ. Важными параметрами являются производительность энергоустановки, требования к конструкции, характеристики материалов, реализуемость проекта и простота строительства.

2.5.1. ВЭУ с несколькими рабочими колесами

На сегодняшний день построены ВЭУ с горизонтальной и вертикальной осями вращения с несколькими ветроколесами, расположенными на одной оси или установленными на одной башне. В случае с горизонтально-осевыми ВЭУ с ВК, расположенными на общей оси, скорость ветра после первого ВК уменьшается на $2/3$, поэтому количество энергии, проходящей через второе ВК, расположенное близко к первому, уменьшается на значительную величину. Одно из решений данной проблемы – разместить ветроколеса на удалении друг от друга или расположить ось вращения ВЭУ под углом к набегающему ветровому потоку. Почти во всех этих случаях более дешевым решением будет оснащение ВЭУ более длинными лопастями.

Другой вариант – разместить с подветренной стороны ВК меньшего диаметра с длиной лопастей около $1/3$ длины лопастей большего ВК, расположенного с наветренной стороны.

В качестве примера ВЭУ с несколькими ветроколесами можно упомянуть ветряную турбину NOAH, которая имела два пяти-лопастных ВК (рис. 2.15), расположенных близко друг к другу. Ветряные колеса вращались в противоположном направлении, одно из них было соединено со статором, а другое – с ротором генератора, поэтому редуктор не требовался. Ветряная турбина имела уникальную систему контроля превышения скорости, состоящую из противовеса, который наклонял ВК в горизонтальное положение, после чего его нужно было возвращать в исходное положение вручную. Изобретатель из Флориды построил менее крупную установку с двенадцати-лопастными ВК, расположенными на большем расстоянии друг от друга (рис. 2.16) [12].

Компания Kowintec (Южная Корея) построила прототип двухроторной ветряной турбины мощностью 30 кВт, которая эксплуатируется с января 2001 г. Затем в июне 2001 г. была основана компания UWinSys (штат Орегон) для дальнейшего развития ВЭУ Kowintec, и в августе 2007 г. в Южной Корее был установлен прототип мощностью 1 МВт (рис. 2.17). Это была самая большая ВЭУ с двумя ВК, расположенными на одной оси, причем меньшее ВК располагалось с подветренной стороны. Маленькое ВК было спроектировано так, чтобы улавливать ветер, воздействующий на ступицу и основания лопастей большого ВК.

Где последнее было спроектировано с учетом прочности, а не аэродинамической эффективности. Вращающиеся в противоположном направлении роторы были соединены с двойным редуктором с валами, расположенными под прямым углом, который приводил в движение генератор, расположенный вертикально [12].

Изобретатель Даг Селсам построил большое количество ВЭУ с несколькими роторами, расположенными на коаксиальном валу. Ось ветроколес таких ВЭУ располагается под углом к направлению ветрового потока, что позволяет улучшить приток ветра к подветренным ВК. Изобретатель построил ветроустановки, количество ВК, которых изменялось от двух до семи штук (с двумя и тремя лопастями). Номинальная мощность ВЭУ в зависимости от количества ВК составляла от 2 до 4 кВт.

Одна из установок содержала тринадцать двухлопастных роторов, каждый диаметром 0,5 м и мощностью 400 Вт. Наиболее эффективным решением в области много-роторных ВЭУ является ветряная турбина Sky Serpent (рис. 2.18) [12].



**Рис. 2.15. ВЭУ NOAH мощностью 45 кВт, диаметр ВК – 10 м, высота башни – 12 м.
Обратите внимание на кабели, соединяющие лопасти**



Рис. 2.16. Изобретатель с прототипом без редукторной ВЭУ мощностью 2 кВт с двумя вращающимися ВК



Рис. 2.17. ВЭУ UWinSys (Kowintec) мощностью 1 МВт, диаметр переднего ВК – 25 м, подветренного ВК – 47 м, высота башни – 45 м



Рис. 2.18. Даг Селсам со своей ВЭУ Sky Serpent. ВЭУ имеет 26 РК диаметром 1 м и способна обеспечивать мощность в 1,1 кВт при скорости ветра 9 м/с

2.5.2. ВЭУ с несколькими ветротурбинами

Было создано множество прототипов ВЭУ с несколькими ветротурбинами, расположенными на одной башне. Компания Lagerwey построила установки с двумя, четырьмя, а затем и шестью ветротурбинами на одной башне (рис. 2.19). Поскольку ометаемая площадь ВЭУ увеличивается как квадрат радиуса ветроколеса, расположение на одной башне нескольких ветротурбин, как правило, не являются коммерчески выгодным решением, поскольку дешевле просто увеличить диаметр ВК одной ВЭУ. Кроме этого, существует проблема в части способа ориентации ветротурбин по ветру: разворот башни ВЭУ в целом или же разворот каждой ветротурбины в отдельности.

Другим решением в части повышения эффективности таких ВЭУ является использование специальных концентраторов (диффузоров). В качестве примера можно привести ВЭУ Riamwind, разработанную в Исследовательском институте Университета Кюсю, три ветротурбины которой имели концентраторы (мощность одной ветротурбины – 3 кВт, диаметр ВК – 2,8 м, диаметр диффузора – 3,6 м) и были установлены на одной башне (рис. 2.20) [12].



Рис. 2.19. ВЭУ Lagerwey:

Слева: мощность каждой ветротурбины 35 кВт, диаметр ВК – 10 м, высота башни – 25 м.

Справа: каждая турбина мощностью 75 кВт, диаметр ВК – 15 м, высота башни – 56 м



Рис. 2.20. ВЭУ Riamwind:

мощность – 9 кВт, ширина – 8,6 м, специальные концентраторы расположены с наветренной стороны, ВЭУ оснащена пассивной системой ориентации на ветер посредством разворота башни

Еще одно интересное решение – размещение нескольких ветротурбин на шестиугольных опорных конструкциях. Так, компания Jetpro Technology (Тайвань) разработала ВЭУ, которая представляет собой каскад из модулей по 5, 9 и 14 ветротурбин (рис. 2.21).

Каждая турбина заключена в шестигранник из экструдированного алюминиевого сплава. Основание каждой отдельной ветряной турбины спроектировано как шарнир для соединения с несущей балкой каркаса и включает контактное кольцо для электрического подключения.

Компания Jetpro выпускает ВЭУ такого типа номинальной мощностью в 1, 5 и 50 кВт. ВЭУ мощностью 50 кВт – это 5-лопастная турбина с диаметром ротора 8 м, которая также может работать в каскаде ветротурбин [12].

В части способов ориентации ветротурбин ВЭУ по ветру стоит упомянуть экспериментальную энергоустановку компании Vestas мощностью 900 кВт с четырьмя турбинами (рис. 2.22).

Ветротурбины данной ВЭУ представляют собой модернизированные установки V29-225 диаметром 29 м. Одна пара ветротурбин была расположена на высоте 29 м, а вторая – на высоте 59,5 м. При этом каждая пара турбин была оснащена индивидуальной системой разворота по ветру (рыскания) [12].

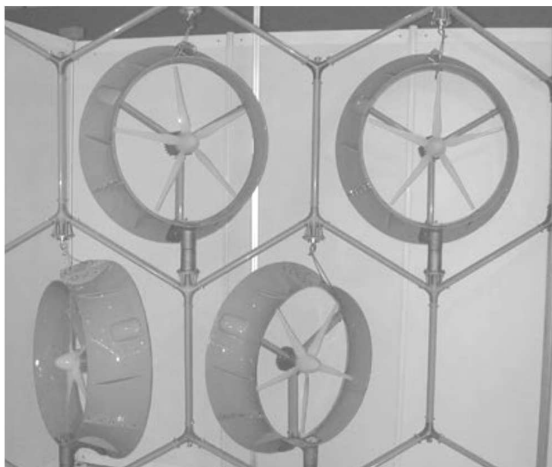


Рис. 2.21. ВЭУ каскадного типа: мощность отдельной ветротурбины – 200 Вт, диаметр ВК – 0,68 м, каждая турбина устанавливается независимо



Рис. 2.22. Экспериментальная ВЭУ Vestas 900 кВт, расположенная на испытательном полигоне в Рисе, Дания

Касательно целесообразности использования многотурбинных ВЭУ графически сравним двух- и трех-турбинные ВЭУ (мощность каждой ветротурбины – 25 кВт, диаметр ВК – 10 м), установленные на одной башне, с эквивалентным одиночным ротором (рис. 2.23).

Из рисунка видно, что ометаемая площадь ВЭУ с одним ветроколесом больше, чем у многотурбинных ВЭУ, поэтому энергоустановки мощностью до 10 МВт более эффективны, чем ВЭУ с несколькими турбинами, расположенными на одной башне.

Однако, когда заходит речь об очень больших ВЭУ мощностью от 20 до 50 МВт, вес лопастей таких энергоустановок становится большой проблемой, что открывает возможность для внедрения концепции многотурбинных ВЭУ, особенно в сфере офшорных ВЭУ [12].

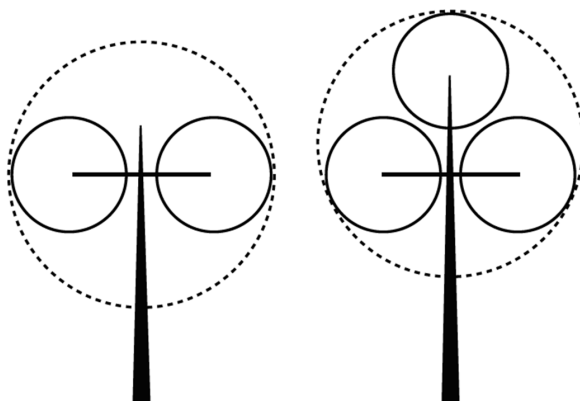


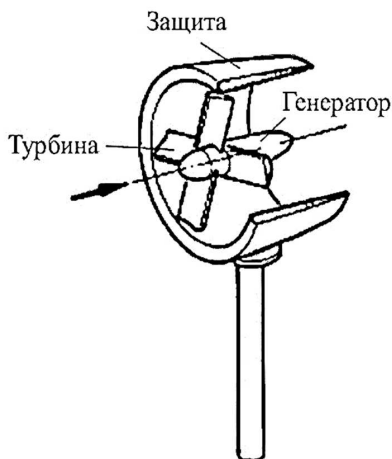
Рис. 2.23. Сравнение сравним двух- и трехтурбинных ВЭУ с эквивалентным одиночным ротором

2.5.3. Другие виды ВЭУ

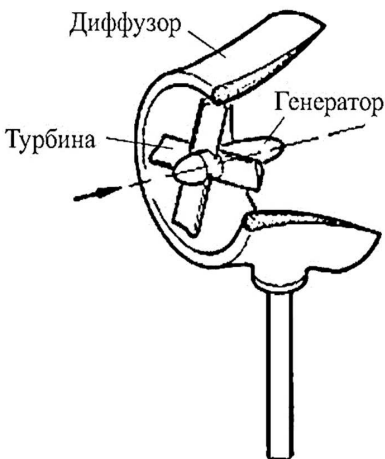
Одним из способов повышения эффективности использования ветра является применение специальных концентраторов (диффузоров) воздушного потока (рис. 2.24).

Для горизонтально-осевых ВЭУ были предложены различные виды концентраторов: диффузоры или конфузоры (дефлекторы), направляющие на ветроколесо воздушный поток с площади большей, чем ометаемая ветроколесом. Однако существенного распространения ВЭУ с концентраторами воздушного потока не получили вследствие их повышенной стоимости и трудности с ориентацией ВЭУ на ветер.

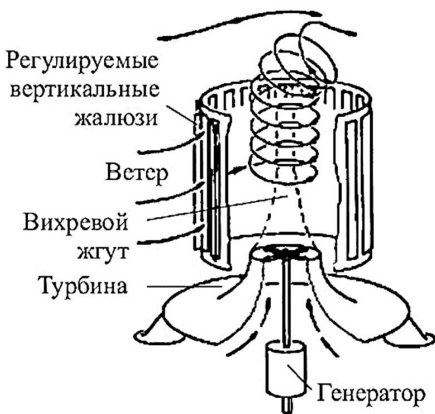
На рисунках 2.24 и 2.25 представлена информация о различных видах современных ВЭУ, детальное описание которых можно найти в специальной литературе [5, 13, 14].



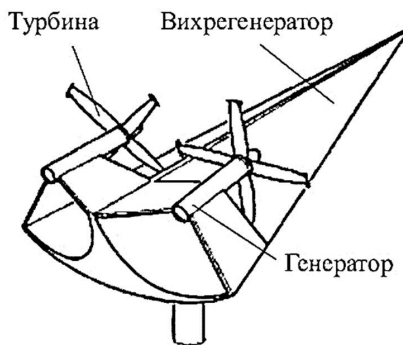
Защита ветротурбины



Ветротурбина с диффузором



Башня торнадо



Вихревой концентратор с треугольным крылом

Рис. 2.24. ВЭУ с разными типами концентраторов энергии ветра

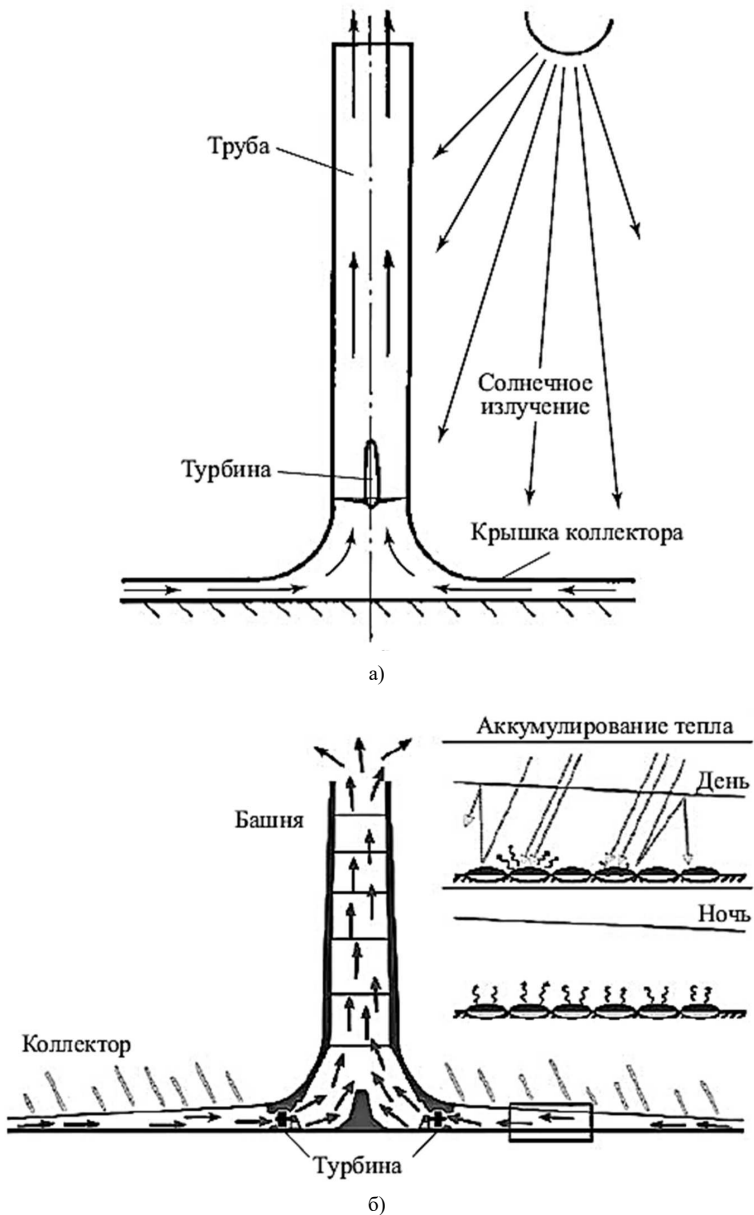


Рис. 2.25. Наиболее перспективные схемы «солнечных» башен с ВЭС без накопителей (а) и с накопителями (б) тепловой энергии

Контрольные вопросы и задания

1. Каково значение стандартов для разработки и эксплуатации ВЭУ?
2. Какие организации занимаются разработкой стандартов для ВЭУ?
3. Как классифицируются ВЭУ по ориентации оси вращения ВК относительно земли?
4. Какие преимущества и недостатки имеют ВЭУ с вертикальной осью вращения?
5. Какие виды схем аэродинамического регулирования мощности существуют?
6. В чем различие между ВЭУ с фиксированным и изменяющимся углом атаки лопастей?
7. Укажите типы механической связи и их особенности.
8. Какие типы расположения ВЭУ существуют и в чем их особенности?
9. Как классифицируются ВЭУ по условиям применения?
10. Какие виды ветроколес ВЭУ существуют?
11. Укажите особенности конструкции силового агрегата ВЭУ.
12. Какие механические элементы входят в состав ВЭУ с горизонтальной осью вращения?
13. В чем заключается функция редуктора в ВЭУ с горизонтальной осью вращения?
14. Какие задачи выполняют приводы шага и рысканья в ВЭУ?
15. Какие функции выполняет гондола ВЭУ?
16. Какие электрические элементы входят в состав ВЭУ с горизонтальной осью вращения?
17. В чем преимущества и недостатки ВЭУ с несколькими рабочими колесами?
18. Какова эффективность ВЭУ с несколькими ветротурбинами по сравнению с традиционными ВЭУ?
19. Назовите какие исследования и разработки проводятся для улучшения ВЭУ?

Список литературы

1. IEC 61400-1. Wind turbines – Part 1: Design requirements / Switzerland: International Electrotechnical Commission, Edition 4.0, 2009.
2. IEC 61400-2. Wind turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines / International Electrotechnical Commission, Second edition, 2006.
3. ГОСТ Р 51990-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Классификация.
4. Venkata Yaramasu, Bin Wu. Model predictive control of wind energy conversion systems. John Wiley & Sons. New Jersey. 2017.

5. Small Wind Turbine Global Market Study / American Wind Energy Association (AWEA). Washington, 2009. – URL: www.awea.org/smallwind
6. Small Wind Systems UK Market Report / British Wind Energy Association (BWEA). London, 2009. – URL: www.bwea.com
7. Bundesverband Windenergie e. V. (BWE) / German Wind Energy Association, 2010. – URL: <http://www.wind-nergie.de/de/themen/kleinwindanlagen>
8. IEC 61400-11. Wind turbines – Part 11: Acoustic noise measurement techniques / International Electrotechnical Commission.
9. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
10. ГОСТ Р 51991-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.
11. ГОСТ 15846-2002. Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и труднодоступные районы. Установка, маркировка, транспортирование и хранение.
12. Vaughn Nelson. Innovative Wind Turbines. An Illustrated Guidebook. CRC Press, Taylor & Francis Group. Boca Raton. 2020.
13. Фатеев, Е.М. Ветродвигатели и ветроустановки: учебное пособие для институтов и факультетов механизации сельского хозяйства / Е.М. Фатеев. – М.: ОГИЗ-СЕЛЬ-ХОЗГИЗ, 1948.
14. Ветроэлектрические станции / В.Н. Андрианов, Д.Н. Быстрицкий, К.П. Вашкевич и др. / под общ. ред. В.Н. Андрианова. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1960.

3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЦЕССА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ В ВЭУ

3.1. Общие положения

Основным компонентом ВЭУ является преобразователь кинетической энергии движущихся воздушных масс в механическую энергию – ветровое колесо (ВК). Рассматриваются лопастные ВЭУ с горизонтальной осью вращения, ветровое колесо которой размещается перед гондолой и воспринимает на себя всю энергию свободно перемещающихся воздушных масс вблизи поверхности Земли на высотах не более 200 м, т.е. находящихся в приземном слое воздуха наибольшей его плотностью для рассматриваемого места поверхности Земли.

Расчёт мощности и энергии, забираемой лопастной ВЭУ с горизонтальной осью вращения от движущихся масс воздуха может быть произведён с помощью элементарной теории в современной механике. За рубежом, где наиболее развита ветроэнергетика, этот подход известен как «принцип Бетца» [1, 2, 3].

Альберт Бетц между 1922 и 1925 гг. опубликовал ряд работ, где, применяя элементарные физические законы, показал какую долю кинетической энергии воздуха, проходящего через заданную площадь поперечного сечения, можно преобразовать в механическую энергию вращающегося ветрового колеса ВЭУ. Он также доказал, что оптимальная доля мощности и энергии, забираемая от воздуха ВК ВЭУ, может быть реализована только при определённом соответствии между скоростями потока воздуха до и после ветрового колеса ВЭУ. Аналогичные работы были выполнены и отечественными учёными. Наибольший вклад в решения рассматриваемой задачи в России внёс Николай Егорович Жуковский.

Здесь и далее рассматривается случай следующих идеальных условий и допущений⁸ [1, 2, 3, 4, 5]:

- рассматривается однородный, несжимаемый и стационарный воздушный поток, модель которого можно представить в виде множества параллельно движущихся «струек» (т. е. считается, что плотность воздуха на ВК ВЭУ постоянная);
- не учитываются потери мощности потока воздуха на трение;

⁸ Учёт всех основных параметров ветрового потока для рассматриваемого типа ВЭУ в каждой точке ометаемой площади ВК обычно необходим для проектирования оптимальных аэродинамических характеристик лопастей ветроколеса (получение максимального КПД или коэффициента мощности ветроколеса (см. ниже)). Это необходимо для современных ВЭУ мегаваттного класса с большими высотами башен и диаметрами ВК. В этих условиях разные секции лопастей ветроколеса испытывают на себе воздействие разных по величине влияющих факторов (разные скорости по высоте оси ВК, разная плотность, влажность и температура воздуха, иногда – разное направление потоков воздуха по высоте ВЭУ). Здесь принимается допущение, что при расчёте баланса мощности ВК ВЭУ скорости ветра в расчётных сечениях считаются постоянными по всей площади.

- скорость воздуха в площади $S_{\text{ВК}}$, ометаемой лопастным ВК ВЭУ с диаметром D_1 , м (т. е. $S_{\text{ВК}} = \pi D_1^2/4$), считается постоянной и соответствующей высотной отметке горизонтальной оси лопастного ветроколеса ВЭУ. При этом считается, что вектор скорости набегающего воздуха совпадает с направлением оси вала вращения ветроколеса;

- нет вращения свободного потока воздуха перед ВК ВЭУ;

- ветроколесо имеет бесконечное число лопастей;

- на поток воздуха нет внешних воздействий;

- состояние невозмущенного потока, имеющее место перед ветроколесом ВЭУ, полностью восстанавливается на некотором расстоянии после прохождения ими ветроколеса ВЭУ;

- поток воздуха является неразрывным и безынерционным.

Для ориентировочной, инженерной оценки эффективности и работы лопастного ветроколеса ВЭУ с горизонтальной осью вращения с набегающими потоками воздуха подобная постановка задачи вполне пригодна. Особенно, это касается изучения основ физических принципов преобразования энергии в ВЭУ.

Более глубокое изучение рассматриваемой задачи возможно при привлечении более глубоких математических основ современной аэродинамики.

Ниже будут рассмотрены физические основы преобразования энергии в ВЭУ с лопастным ветроколесом с горизонтальной осью вращения при набегающем потоке воздуха и использующих аэродинамическую подъёмную силу. Менее подробно будут рассмотрены ВЭУ, использующие эффект Магнуса-Флеттнера и Савониуса, а также ВЭУ, использующие силу сопротивления для вращения ветроколеса или карусельных ВЭУ с ограничителями для набегающего потока воздуха.

3.2. Физико-математические основы преобразования энергии ветра в механическую энергию вращения ветрового колеса

С учётом сделанных выше допущений и условий рассмотрим теоретическую модель ВЭУ с лопастным ветроколесом с горизонтальной осью вращения. Для этого рассмотрим некоторую трубку потока воздуха:

- S_1 – круговое сечение в невозмущенном потоке воздуха до ВК ВЭУ;

- $S_{\text{ВК}}$ – ометаемая площадь лопастями ВК ВЭУ;

- S_2 – круговое сечение на некотором расстоянии за ВК ВЭУ с максимальным расширением трубки потока (рис. 3.1) [4].

В соответствие с условием того, что сделано предположение об одинаковости массового расхода воздуха в каждом сечении трубки потока, т.е. (3.1):

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_{\text{ВК}} = \dot{m}_2 = \rho_1 S_1 V_1 = \rho_{\text{ВК}} S_{\text{ВК}} V_{\text{ВК}} = \rho_2 S_2 V_2 = \text{const}, \quad (3.1)$$

где \dot{m}_1 , $\dot{m}_{\text{ВК}}$, \dot{m}_2 – массовый секундный расход воздуха в сечениях S_1 , $S_{\text{ВК}}$ и S_2 .

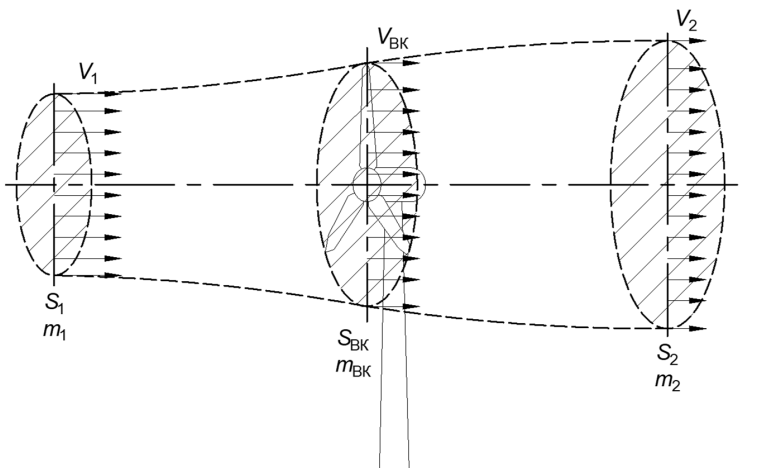


Рис. 3.1. Поток через идеализированную ВЭУ

По закону Бернулли мощность, содержащаяся в каждой точке потока воздуха – $P_{\text{мех}j}$, состоит из кинетической мощности – $P_{\text{мех}j}^{\text{кин}}$, мощности давления – $P_{\text{мех}j}^{\text{давл}}$ и мощности положения, которая в рассматриваемом случае принимается постоянной во всех трёх сечениях трубки потока, т. е. (3.2)–(3.3):

$$P_{\text{мех}j}^{\text{кин}} = \frac{1}{2} \dot{m}_1 V_1^2; \quad (3.2)$$

$$P_{\text{мех}j}^{\text{давл}} = \dot{m}_j p_j / \rho_j, \quad (3.3)$$

где p_j – давление воздуха в j -ом сечении (при $j = \{1, \text{BK}, 2\}$), а ρ_j – плотность воздуха в тех же сечениях.

Исходя из условий постоянства мощности в трубке потока в сечениях 1 (до ВК ВЭУ) и 2 (за ВК ВЭУ) и учёта теоретической мощности на валу ВК ВЭУ – P_{BK} получаем (3.4):

$$P_{\text{мех}j} = \text{const} = P_1 = \frac{1}{2} \dot{m}_1 V_1^2 + \frac{\dot{m}_j p_j}{\rho_j} = P_2 = \frac{1}{2} \dot{m}_2 V_2^2 + \frac{\dot{m}_2 p_2}{\rho_2} + P_{\text{BK}}. \quad (3.4)$$

Учитывая, что в сечениях 1 и 2 давление ветра и плотность воздуха одинаковы (3.5) и (3.6):

$$p_1 = p_2 = \text{const}; \quad (3.5)$$

$$\rho_1 = \rho_2 = \text{const}, \quad (3.6)$$

то по (3.1) и (3.4) можно определить теоретическую мощность на валу ВК следующим образом (3.7):

$$P_{\text{BK}} = P_1 - P_2 = \frac{1}{2} \dot{m}_1 V_1^2 - \frac{1}{2} \dot{m}_2 V_2^2 = \frac{1}{2} \dot{m} (V_1^2 - V_2^2). \quad (3.7)$$

Из (3.7) следует, что в ВК ВЭУ используется только кинетическая энергия потока. При этом, чем меньше V_2 , тем большая мощность потока извлекается из него ВК. Однако принятие $V_2 = 0$, которое, казалось бы, соответствует использованию всей кинетической энергии потока ВК ВЭУ, означает практически, что при этом и V_1 будет равно нулю, т.е. – остановку потока.

Далее, с учётом закона сохранения массы по (3.1) сечение трубки потока в связи с замедлением скорости потока как перед ВК ВЭУ (сопротивление потоку воздуха), так и к сечению S_2 из-за извлечения $P_{\text{ВК}}$ из трубки потока должно увеличиваться (рис. 3.2), так как скорость ветра не может резко измениться.

Однако в сечении далеко позади ВК скорость невозмущённого потока ветра – V_1 должна полностью восстановиться (рис. 3.2). Так как скорость потока не может изменяться скачкообразно за ВК ВЭУ, то для извлечения мощности из потока воздуха за ВК ВЭУ должно резко увеличиться давление, которое затем полностью восстанавливается в удалённом от ВК сечении (рис. 3.2) [3].

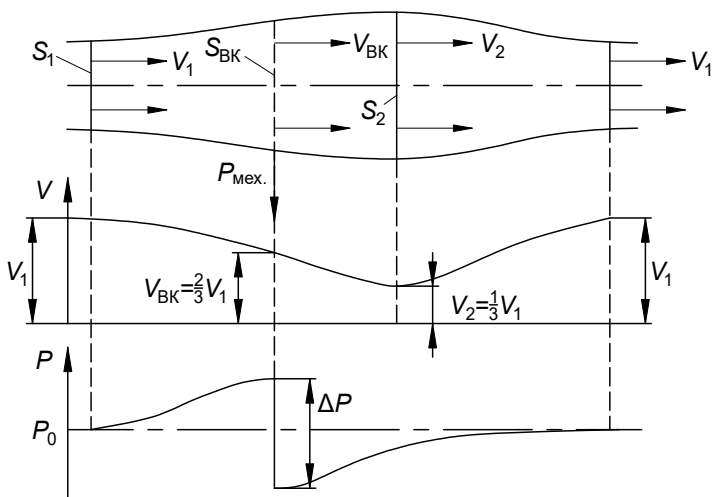


Рис. 3.2. Условия прохождения потока через идеальные дискообразные ВК ВЭУ с максимально возможным извлечением механической энергии потока

С другой стороны, в соответствии с законом Ньютона (по которому действие должно равняться противодействию), сила воздействия ветра на ВК ВЭУ ($F_{\text{дин}}$) должна быть равна отдаваемой ветроколесом силе, замедляющей поток ветра ($F_{\text{зам}}$), т. е. получается [3, 4] (3.8):

$$F_{\text{дин}} = F_{\text{зам}} = \dot{m}(V_1 - V_2). \quad (3.8)$$

При этом в плоскости ВК ВЭУ сила ветра $F_{\text{дин}}$ при скорости ветра $V_{\text{БК}}$ должна быть равна мощности, извлекаемой ВК ВЭУ из потока ветра $P_{\text{БК}}$ тогда с учётом того, что в общем случае (3.9):

$$P = FV. \quad (3.9)$$

Получается (3.10):

$$P_{\text{дин}} = P_{\text{БК}} = F_{\text{дин}} V_{\text{БК}} = \dot{m}(V_1 - V_2)V_{\text{БК}}. \quad (3.10)$$

Подставляя (3.7) в (3.10) получается равенство (3.11):

$$P_{\text{БК}} = \frac{1}{2} \dot{m}(V_1^2 - V_2^2) = P_{\text{дин}} = \dot{m}(V_1 - V_2)V_{\text{БК}} \quad (3.11)$$

из (3.11) получается, что (3.12):

$$V_{\text{БК}} = (V_1 + V_2)/2. \quad (3.12)$$

Подставляя (3.1) в (3.11) получается:

$$P_{\text{БК}} = \rho S_{\text{БК}} V_{\text{БК}}^2 (V_1 - V_2). \quad (3.13)$$

Из (3.12) следует:

$$V_2 = 2V_{\text{БК}} - V_1. \quad (3.14)$$

Подставив (3.14) в (3.13), получается (3.15):

$$P_{\text{БК}} = \rho S_{\text{БК}} V_{\text{БК}}^2 (V_1 - (2V_{\text{БК}} - V_1)) = 2\rho S_{\text{БК}} V_{\text{БК}}^2 (V_1 - V_{\text{БК}}). \quad (3.15)$$

Введём понятие коэффициента торможения воздушного потока α (о.е.), показывающего насколько уменьшается V_1 с учётом воздействия ВК ВЭУ (3.16):

$$\alpha = (V_1 - V_{\text{БК}})/V_1, \quad (3.16)$$

или (3.17):

$$V_{\text{БК}} = V_1(1 - \alpha). \quad (3.17)$$

Подставляя (3.17) в (3.15), получается (3.18):

$$P_{\text{БК}} = 2\rho S_{\text{БК}} V_1^3 (1 - \alpha)^2 \alpha. \quad (3.18)$$

Умножив и разделив (3.18) на четыре, получится (3.19):

$$\begin{aligned} P_{\text{БК}} &= 2\rho S_{\text{БК}} V_1^3 (1 - \alpha)^2 \alpha \frac{4}{4} = \\ &= \left[\frac{1}{2} \rho S_{\text{БК}} V_1^3 \right] 4\alpha(1 - \alpha)^2 = P_1 4\alpha(1 - \alpha)^2, \end{aligned} \quad (3.19)$$

где P_1 – потенциальная мощность невозмущённого потока воздуха, определяемая по формуле (3.20):

$$P_1 = \frac{1}{2} \rho S_{\text{БК}} V_1^3. \quad (3.20)$$

С учётом (3.20), вместо (3.19), получается (3.21):

$$P_{\text{БК}} = P_1 C_p, \quad (3.21)$$

где C_p (о.е.) – коэффициент мощности ветроколеса, определяемый по формуле (3.22):

$$C_p = 4\alpha(1 - \alpha)^2, \quad (3.22)$$

или (3.23):

$$C_p = P_{\text{БК}}/P_1. \quad (3.23)$$

Очевидно, что для получения максимума $P_{\text{ВК}}$ для постоянных значений V_1 и ρ необходимо иметь максимум $C_p = C_p(\alpha)$, т.е. (3.24):

$$\frac{dC_p(\alpha)}{d\alpha} = \frac{d[4\alpha(1-\alpha)^2]}{d\alpha} = \frac{d(4\alpha - 8\alpha^2 + 4\alpha^3)}{d\alpha} = 0, \quad (3.24)$$

или (3.25):

$$\frac{d(\alpha - 2\alpha^2 + \alpha^3)^2}{d\alpha} = 1 - 4\alpha + 3\alpha^2 = (1-\alpha)(1-3\alpha) = 0. \quad (3.25)$$

Из (3.25) следует, что при $\alpha = 1$ получаем минимум $P_{\text{ВК}}$ из-за полного торможения потока, так как при этом $C_p = 0$. При $\alpha = 1/3$ получаем максимальное значение $C_p = \frac{16}{27} \approx 0,5926$, называемой константой Н.Е. Жуковского или А. Бетца⁹ [3, 4]. Таким образом, теоретический максимум полезной мощности потока (коэффициент преобразования энергии ветра ξ), забираемой ветроколесом ВЭУ, будет равен (при заданных значениях V_1 и ρ) (3.26):

$$P_{\text{ВК}} = P_{\text{ВК}}^{\text{max}} = \frac{16}{27} P_1 \approx 0,5926 P_1. \quad (3.26)$$

Стоит отметить, что ученик Н.Е. Жуковского Г.Х. Сабинин в конце 20-х гг. XX века изложил свои результаты исследования «идеального ветряка» [6] показав, что максимальный коэффициент использования энергии ветра ветроколесом равен 0,687.

Для $\alpha = 1/3$ из (3.16) получаем, что для обеспечения $P_{\text{ВК}}^{\text{max}}$ необходимо иметь (3.27):

$$V_{\text{ВК}} = \frac{2}{3} V_1 \text{ или } V_{\text{ВК}} = \frac{1}{3} V_2. \quad (3.27)$$

С учётом (3.12) зависимость $C_p(V_{2i}/V_{1i})$, полученная Н.Е. Жуковским, а позднее – Альбертом Бетцем, представлена на рис. 3.3 [4].

Таким образом, значение C_p находится в пределах от 0 до 16/27 или 0,5926. Для реальных ВЭУ достижение $C_p = \frac{16}{27}$ практически невозможно, и оно обычно находится в пределах 0,4 ÷ 0,45 для наиболее эффективных ветровых турбин.

⁹ Фредерик У. Ланчестер первым изучил в 1915 г. описанные выше задачи применительно к теории гребных винтов. В 1920 г., т.е. 5 лет спустя после Ланчестера, Н.Е. Жуковский и Альберт Бетц также самостоятельно пришли к значению $C_p^{\text{max}} = 16/27 \approx 0,5926$. При этом они не знали о работах друг друга из-за идущей в то время Первой Мировой войны, Великой Октябрьской Социалистической революции и гражданской войны в России. Это означает, что полученный критерий C_p^{max} надо было бы называть критерием Ланчестера-Бетца-Жуковского. В зарубежной литературе он носит название «критерия Бетца», потому что он смог опубликовать ранее двух других авторов свою работу в широкой печати. Из-за малой известности в России работ Ланчестера указанный критерий называется «критерием Жуковского-Бетца».

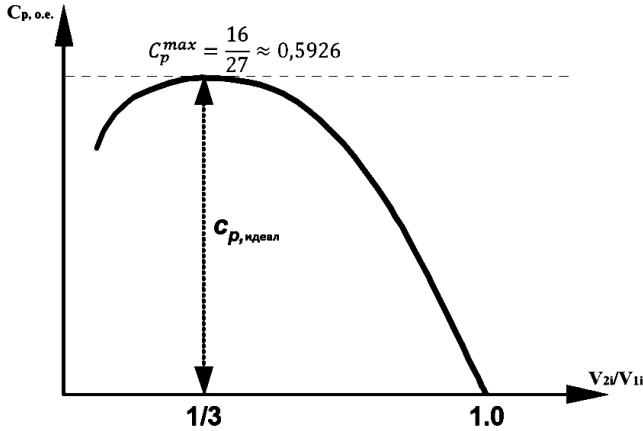


Рис. 3.3. Зависимость C_p от соотношения V_{2i}/V_{1i} для лопастного ВК по А. Бетцу

Действующая на ветроколесо сила ветра по (3.8) с учётом (3.12) и (3.16) может быть выражена как (3.28):

$$\begin{aligned}
 F_{\text{дин}} = F_{\text{зам}} &= \dot{m}(V_1 - V_2) = \rho S_{\text{ВК}} V_{\text{ВК}} (V_1 - V_2) = \\
 &= 2\rho S_{\text{ВК}} V_{\text{ВК}} (V_1 - V_{\text{ВК}}) = \\
 &= 2\rho S_{\text{ВК}} [V_1(1 - \alpha)] [V_1 - (V_1(1 - \alpha))] = \\
 &= 2\rho S_{\text{ВК}} V_1^2 4\alpha(1 - \alpha) \frac{4}{4} = \frac{1}{2} 2\rho S_{\text{ВК}} V_1^2 4\alpha(1 - \alpha) = \\
 &= \frac{1}{2} 2\rho S_{\text{ВК}} V_1^2 C_F = \frac{P_1}{V_1} C_F,
 \end{aligned} \tag{3.28}$$

где C_F (о.е) коэффициент лобового давления воздушного потока на ветроколесо, определяемый по формуле (3.29):

$$C_F = 4\alpha(1 - \alpha). \tag{3.29}$$

Чем больше C_F , тем больше лобовое давление воздушного потока на ветроколесо. Получение максимума $C_F = C_F(\alpha)$ с учётом (3.22) производится по формуле (3.30):

$$\frac{dC_F(\alpha)}{d\alpha} = 2\alpha = 0. \tag{3.30}$$

Получаем, что $C_F^{\text{max}} = 1$ (при $0 \leq C_F \leq 1$) достигается при $\alpha = 0,5$, т.е. когда с учётом (3.14) и (3.16) получаем, что $V_2 \equiv 0$, т.е. когда ветроколесо представляет собой сплошную стенку, не пропускающую через себя поток ветра. Для $C_F^{\text{max}} = \frac{16}{27}$ при $\alpha = 1/3$ получаем (3.31):

$$C_F = 4\alpha(1 - \alpha) = \frac{8}{9}. \tag{3.31}$$

Параметры C_p и C_f являются очень важными показателями эффективности разного типа преобразователей энергии движущихся воздушных масс и зависят от множества других показателей этих преобразователей. Наиболее важным из этих показателей является *быстроходность преобразователя* энергии ветра или *коэффициент быстроходности*, который равен отношению скорости концов лопастей ветроколеса V_R к скорости набегающего невозмущенного потока V . В отечественной литературе по ветроэнергетике он чаще всего обозначается символом Z , а в зарубежной – λ (о.е.) (3.32):

$$\lambda = Z = \frac{V_R}{V} = \frac{R_L \omega}{V}, \quad (3.32)$$

где R_L (м) – радиус лопасти ветроколеса; ω (1/с) – угловая скорость вращения ветроколеса.

Рассмотрим взаимосвязь λ_c другими показателями эффективности любого ветроколеса (рис. 3.4).

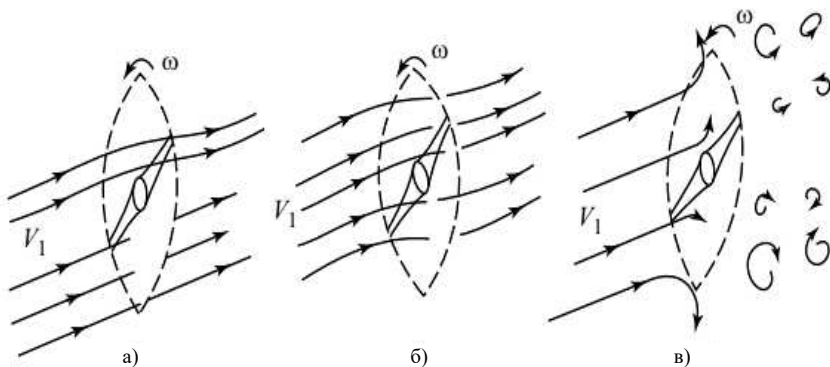


Рис. 3.4. Взаимодействие набегающего воздушного потока с лопастным ветроколесом:

- а) малая частота вращения ветроколеса;
- б) оптимальная частота вращения ветроколеса;
- в) высокая частота вращения ветроколеса

На рисунке 3.4 рассмотрено лопастное ветроколесо с конечным числом лопастей с горизонтальной осью вращения, воспринимающее набегающий невозмущенный поток воздуха. Также на рисунке 3.4 представлены три наиболее характерных случая взаимодействия ветроколеса с воздушным потоком, причем эффективность работы ветроколеса в них будет разная с точки зрения приближения к критерию Жуковского–Бетца, соответствующего максимальной степени использования энергии воздушного потока ветроколесом.

1. Малая частота вращения ветроколеса (или малое число лопастей ветроколеса) (рис. 3.4а): в этом случае только небольшая часть воздушного потока отдаёт свою энергию ветроколесу.

2. Большая частота вращения ветроколеса (или большое число лопастей ветроколеса) (рис. 3.4в): в этом случае каждая лопасть ветроколеса движется в воздушном потоке, возмущённом расположенной перед ним лопастью по направлению вращения ветроколеса. Как следствие этого – большая потеря потенциальной энергии набегающего потока.

3. Оптимальная скорость вращения ветроколеса для заданной скорости ветра и конфигурации (числа лопастей) ветроколеса (рис. 3.4б) – потери энергии набегающего потока минимальны.

Рассмотрим вывод условия, которое обеспечивает получение C_p^{\max} при заданной скорости ветра V_1 и геометрии ветроколеса путём изменения частоты вращения этого ветроколеса.

Очевидно, что эффективность работы ветроколеса зависит при всех прочих заданных исходных условиях (геометрия ВК, угол установки лопастей ВК, V_1 , набегающий воздушный поток) от двух временных показателей:

1) τ_B , с – период времени, в течение которого i -я лопасть ВК перемещается на расстояние, отделяющее её от соседней $(i+1)$ -й лопасти ВК (это расстояние известно для каждого лопастного ВК, рис. 3.5), оно приблизительно может быть определено по формуле (3.33):

$$\tau_B \approx \frac{2\pi}{n_L \omega_{BK}}, \quad (3.33)$$

где 2π – длина окружности в относительных единицах; n_L – число лопастей и ω_{BK} , $1/c$ – угловая скорость вращения ВК;

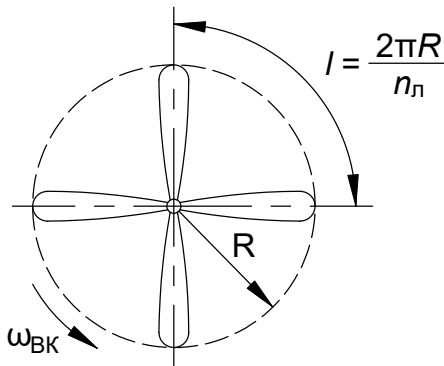


Рис. 3.5. Взаимовлияние движущихся лопастей ветроколеса

2) τ_w , с – период времени, за который созданное i -ой лопастью ветроколеса область турбулизованного воздушного потока перемещается на расстояние, которое ориентировочно может быть определено по формуле:

$$\tau_w \approx \frac{d_B}{V_1}, \quad (3.34)$$

где V_1 , м/с – скорость набегающего потока воздуха; d_B , м – некоторая характерная длина области турбулизованного воздушного потока, возмущённого i -ой лопастью ветроколеса.

Из сказанного выше следует, что для оптимального использования энергии ветра со скоростью V_1 лопастным ветроколесом необходимо соблюдение примерного равенства τ_B и τ_w на концах лопастей ветроколеса, т.е. (3.35):

$$\tau_B = \frac{2\pi}{n_l \omega_{BK}} \approx \tau_w = \frac{d_B}{V_1}. \quad (3.35)$$

Умножив левую и правую части на значение радиуса ветроколеса лопастного ветроколеса – $R_{лl}$ (м), и используя (3.32), получится (3.36)–(3.37):

$$\frac{2\pi}{d_B} \approx n_l \frac{\omega_{BK}}{V_1}; \quad (3.36)$$

$$\frac{2\pi R_{лl}}{d_B} \approx \frac{n_l \omega_{BK} R_{лl}}{V_1}, \quad (3.37)$$

или достижение C_p^{\max} возможно при $\lambda^{\text{опт}}$ (3.38):

$$\lambda^{\text{опт}} \approx \frac{2\pi R_{лl}}{n_l d_B} = \tilde{\lambda}. \quad (3.38)$$

Предположим, что $d_B \approx k R_{лl}$, где $0 \leq k \leq 1$. Тогда (3.39):

$$\lambda^{\text{опт}} = \tilde{\lambda} \approx \frac{2\pi}{k n_l}. \quad (3.39)$$

Из практического опыта ветроэнергетики известно, что $k \approx 0,5$. Тогда для лопастного ветроколеса с n_l лопастями получаем, что (3.40):

$$\lambda^{\text{опт}} = \tilde{\lambda} \approx \frac{4\pi}{n_l}. \quad (3.40)$$

В этом случае можно ориентировочно оценить $\lambda^{\text{опт}}$ для ветроколеса с разным числом лопастей, обеспечивающих C_p^{\max} для рационального числа n_l (табл. 3.1).

Таблица 3.1

**Ориентировочные значения $\lambda^{\text{опт}}$, обеспечивающие C_p^{max}
для разного числа лопастей ВК**

$n_{\text{л}}$, шт	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\lambda^{\text{опт}}$, о.е.	12,56	6,28	4,18	3,14	2,512	2,09	1,794	1,57	1,396	1,256

Значения $\lambda^{\text{опт}}$ для реальных ветроколёс несколько отличаются от приведённых в табл. 3.1, как правило, в большую сторону, но в целом приведённые значения $\lambda^{\text{опт}}$ достаточно хорошо иллюстрируют физическую сущность рассматриваемого вопроса.

Наряду с формулой (3.21), которая определяет полезную мощность ветроколеса – $P_{\text{ВК}}$ в зависимости от основных влияющих параметров, есть и другие параметры, которые также характеризуют производительность ветроколеса. Наиболее важный из них – крутящий момент ветроколеса $M_{\text{ВК}}$, который в общем случае определяется по формуле (3.41) [7]:

$$M_{\text{ВК}} = M_{\text{ВК}}^{\text{max}} C_m, \quad (3.41)$$

где C_m – коэффициент крутящего момента ветроколеса, а $M_{\text{ВК}}^{\text{max}}$ определяется по формуле (3.42) [7]:

$$M_{\text{ВК}}^{\text{max}} = F_{\text{max}} R_{\text{л}}, \quad (3.42)$$

где значения F_{max} (максимум силы, действующей на ветроколесо) определяются по формуле (3.28), соответствующей величине $C_F = 1$, т.е. (3.43):

$$M_{\text{ВК}}^{\text{max}} = \frac{P_1 R_{\text{л}}}{\omega}. \quad (3.43)$$

С учётом (3.32) в общем случае вместо (3.43) получаем:

$$M_{\text{ВК}}^{\text{max}} = P_1 \frac{\lambda}{\omega}, \quad (3.44)$$

и вместо (3.41) получается (3.45):

$$M_{\text{ВК}} = C_m P_1 \frac{\lambda}{\omega}. \quad (3.45)$$

Тогда можно записать, что мощность на валу ветроколеса определяется по формуле (3.46):

$$P_{\text{ВК}} = M_{\text{ВК}} \omega = C_m P_1 \lambda, \quad (3.46)$$

или (3.47):

$$P_{\text{ВК}} = C_p P_1 = C_M P_1 \lambda. \quad (3.47)$$

Тогда коэффициент крутящего момента ветроколеса C_M определяется по формуле (3.48):

$$C_M = \frac{C_p}{\lambda}. \quad (3.48)$$

Максимальное значение C_M^{\max} при $C_p = \frac{16}{27} = 0,5926$ равно (3.49):

$$C_M^{\max} = C_p^{\max} \frac{1}{\lambda} \cong \frac{0,5926}{\lambda}. \quad (3.49)$$

Величина C_p и формы зависимостей $C_p(\lambda)$ и $C_M(\lambda)$ отличаются друг от друга для каждого типа и вида ВЭУ.

Для характеристики $C_p(\lambda)$ весьма значительными являются следующие параметры:

- число лопастей ветроколеса;
- распределение длины хорды лопастей ветроколеса (форма лопастей в плане);
- аэродинамические характеристики лопастей;
- изгибающие вибрации лопастей.

На рисунках 3.6 и 3.7 представлены зависимости $C_p(\lambda)$ и $C_M(\lambda)$, соответственно для разного типа и вида реальных ветроколёс. Из них, в частности, следует, что наибольшее значение $C_p = C_p^{\max}$ соответствует 3-х лопастным ветроколесам с горизонтальной осью вращения [3].

Из этих зависимостей так же следует, что наиболее «чувствительны» к изменению λ (т.е. выбору оптимальной конструкции ветроколеса) роторы Савониуса. Для лопастных ВЭУ наименее чувствительны к уровню оптимизации геометрии лопастей ветроколеса однолопастных ВЭУ.

В общем случае мощности $ВК_1$ и $ВК_2$ при $D_1 = D_2$ и $n_{л1} \neq n_{л2}$ зависят от $n_{л}$ из-за изменения λ , так как при этом изменяется C_p , т.е. с увеличением $n_{л}$ уменьшается λ . Соответственно для $n_{л1} > n_{л2}$ имеем $C_{p2}(n_{л2}) > C_{p1}(n_{л1})$.

Значение λ зависит так же от угла атаки лопасти ветроколеса по отношению к вектору V_1 . Рассмотрим для этого распределение векторов скорости и действующих сил на лопасть ветроколеса с горизонтальной осью вращения (см. рис. 3.8) [4].

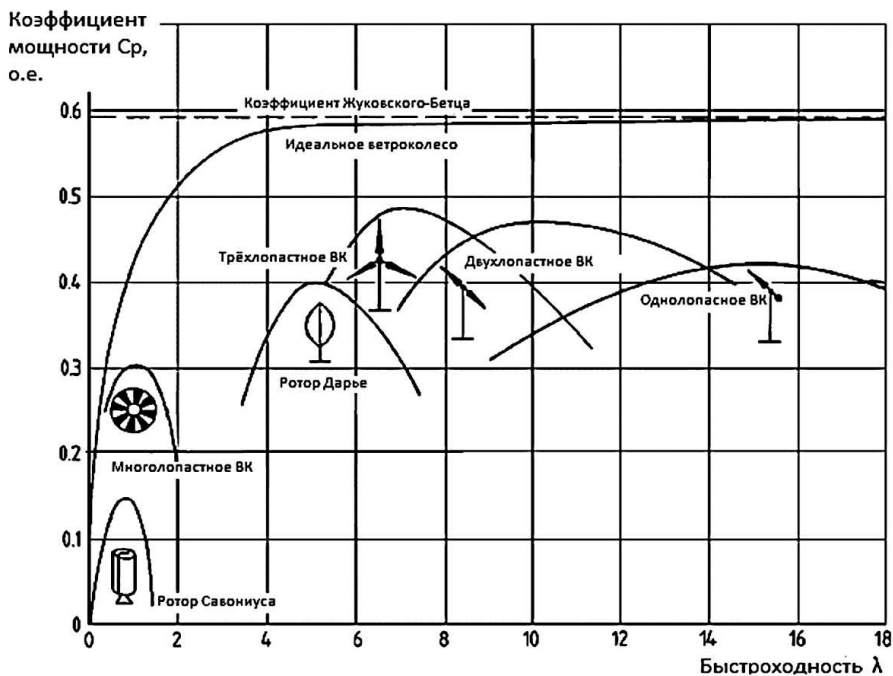


Рис. 3.6. Зависимости $C_p(\lambda)$ для разных типов ВК

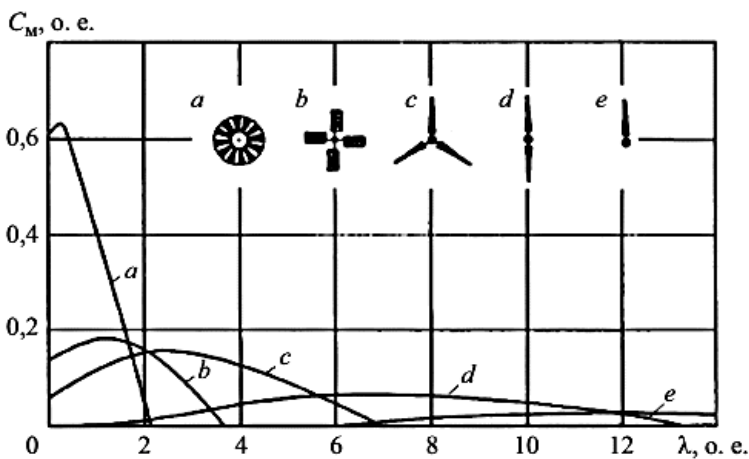


Рис. 3.7. Зависимости $C_M(\lambda)$ для разных видов и типов ВК:

a – многолопастное; b – 4-х лопастное; c – 3-х лопастное;

d – 2-х лопастное; e – однолопастное

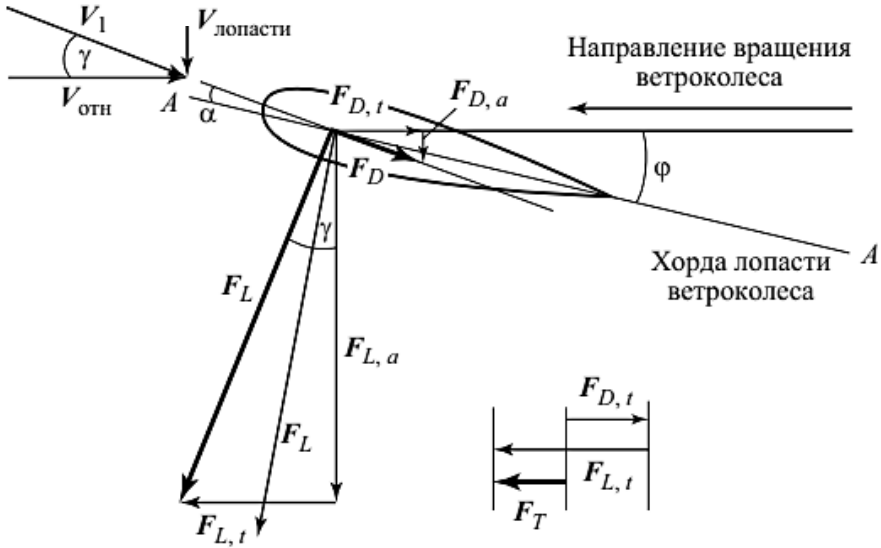


Рис. 3.8. Основные силы, действующие на лопасть ВК с горизонтальной осью вращения:

AA – хорда лопасти ветроколеса;

V_1 , м/с – вектор скорости набегающего воздуха;

γ – угол заклинивания лопасти ветроколеса (угол между хордой AA и V_R ;

α – угол атаки лопасти ветроколеса (угол между хордой AA и V_1);

$\varphi = (\alpha + \gamma)$ – угол установки лопасти ветроколеса;

F_D – сила сопротивления; F_L – подъёмная сила (направлена перпендикулярно V_1);

V_R – относительная скорость потока по отношению к лопасти ветроколеса

Можно записать, что $\operatorname{tg}\varphi$ будет равен отношению V_1 к V_R (3.50):

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{|\bar{V}_1|}{|\bar{V}_R|} = \frac{V_1}{R_l \omega} = \frac{1}{\lambda}. \quad (3.50)$$

Из рисунка 3.8 следует, что общая сила, действующая на лопасти ВК F_R может быть представлена в виде векторной суммы силы сопротивления F_D и подъёмной силы F_L . Подъёмная сила F_L может быть разделена на тангенциальную силу в окружном направлении $F_{L,t}$ и осевую компоненту $F_{L,a}$ относительно направления набегающего вектора скорости ветра V_1 . Силу сопротивления F_D также можно разделить на две аналогичные составляющие $F_{D,t}$ и $F_{D,a}$. Тангенциальная сила F_T , действующая на лопасть ВК, рассчитывается как разница между тангенциальными компонентами силы сопротивления $F_{D,t}$ и подъёмной силы $F_{L,t}$.

Все эти силы зависят от: плотности воздуха ρ ; скорости потока воздуха V_1 ; поперечного сечения поверхности лопасти, проецируемой на направление угла атаки ветра (для обычных аэродинамических профилей лопастей ВЭУ – это толщина профиля – b и длина профиля – l); коэффициентов подъёмной силы C_L и лобового сопротивления C_D (3.51)–(3.52) [4].

$$F_L = 0,5\rho V_1^2 l C_L(\alpha) b; \tag{3.51}$$

$$F_D = 0,5\rho V_1^2 l C_D(\alpha) b. \tag{3.52}$$

Коэффициенты C_L и C_D определяются геометрией лопасти ветроколеса и зависят от угла α .

С учётом сказанного выше и с учётом всех видов потерь энергии набегающего потока на рис. 3.9 представлены зависимости $C_p(\lambda)$ для лопастного ветроколеса с горизонтальной осью вращения для числа лопастей равного 1, 2 и 3 [3].

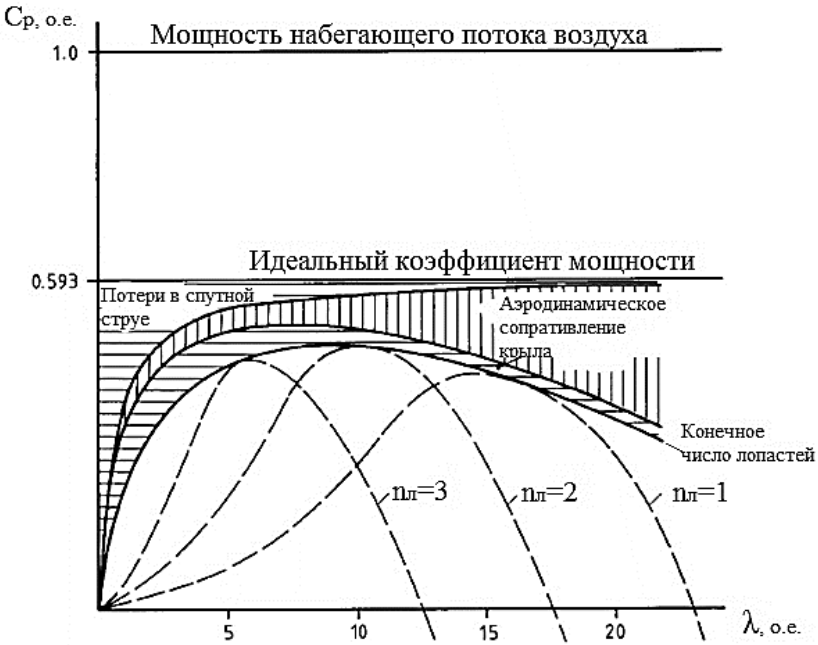


Рис. 3.9. Зависимости $C_p(\lambda)$ для лопастного ветроколеса с горизонтальной осью вращения с учётом основных потерь энергии набегающего потока

На рисунках 3.10 и 3.11 представлены зависимости $C_p(\lambda)$ и $C_M(\lambda)$ для разных углов установки лопастей экспериментального ветроколеса с горизонтальной осью вращения с номинальной мощностью ВЭУ в 1200 кВт $D_1 = 60$ м и $n_l = 3$ шт [3]. Эти характеристики обычно служат основой для построения мощностной характеристики ВЭУ в целом, т.е. $N_{ВЭУ}(V)$, которая детально будет рассматриваться ниже.

Из вида этих зависимостей очевидны следующие выводы: значения C_p и C_M резко увеличиваются, начиная с минимального допустимого значения λ , и так же быстро снижаются при больших значениях угла установки лопастей ветроколеса φ и гораздо медленнее на малых значениях φ (почти экспоненциально); максимум C_p и C_M достигается при разных значениях λ . Например, как показано на рис. 3.10 и 3.11, максимуму C_p соответствует $\varphi = -2^\circ$ и $\lambda \approx 8,5$, а для $C_M - \lambda \approx 4,5$.

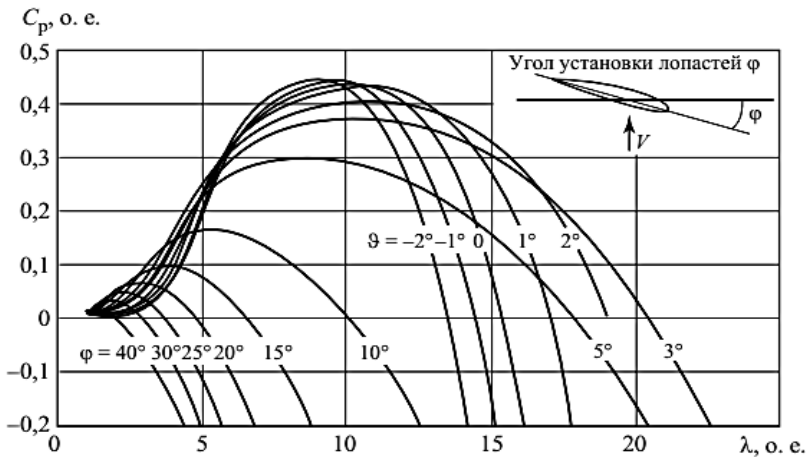


Рис. 3.10. Зависимости коэффициента мощности $C_p(\lambda, \varphi)$ для экспериментального лопастного ветроколеса с $n_l = 3$

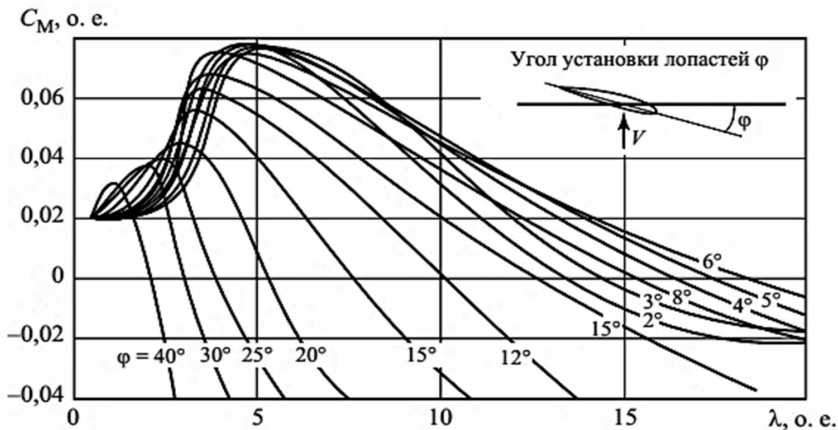


Рис. 3.11. Зависимости коэффициента крутящего момента $C_D(\lambda, \varphi)$ для экспериментального лопастного ветроколеса с $n_l = 3$

Значительное влияние на зависимость $C_p(\lambda)$ оказывает и угол установки всего ветроколеса по направлению к набегающему потоку (рис 3.12) [3].

Из рисунка 3.12 следует, что каждое лопастное ветроколесо с горизонтальной осью вращения должно иметь эффективную систему слежения за углом ориентации ветроколеса по ветру из-за очень больших потерь энергии набегающего потока из-за неоптимальной ориентации ветроколеса по ветру. Так при установке под ветер ветроколесо под углом 20, 40 и 60 градусов (вместо 0 градусов) значения C_p по сравнению с оптимальным значением уменьшатся от 12% до 50% (табл. 3.2). При увеличении угла раскрытия уменьшается не только C_p , но и λ .

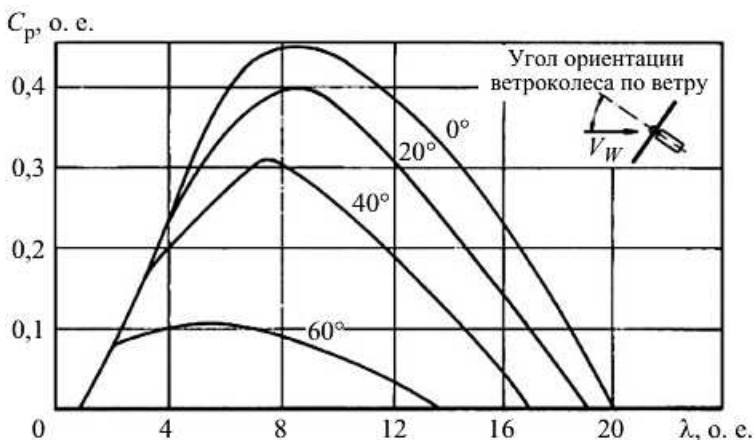


Рис. 3.12. Снижение коэффициента мощности ветроколеса с увеличением угла раскрытия или угла ориентации ветроколеса по направлению ветра

Таблица 3.2

Влияние угла ориентации ветроколеса на значения C_p и λ

Угол ориентации ветроколеса ВК по ветру, град.	0	20	40	60
\bar{C}_p , о. е.	0,45	0,4	0,27	0,09
$\bar{\lambda}$, о. е.	8,54	8,54	7,45	5,3

Также следует отметить, что оптимальные условия обтекания потоком воздуха лопасти ветроколеса с горизонтальной осью вращения существенно изменяются по мере приближения от конца лопасти к её основанию. Действительно радиальная составляющая скорости ВК V_R из-за приближения к основанию лопасти, естественно снижается (рис. 3.13). В тоже время, в каждом частном сечении лопасти

оптимальный угол установки лопасти должен быть одинаков. В соответствии со сказанным выше это требует изменения профиля лопасти, её хорды, а также угла скручивания лопасти по всей её длине для получения оптимального КПД ВК или коэффициента мощности.

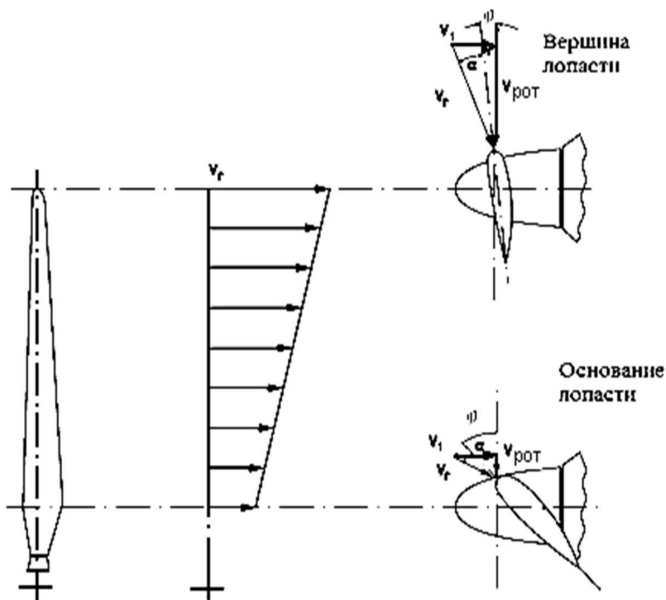


Рис. 3.13. Скручивание лопасти ВК

Изменение расстояния секции лопасти от её основания так же влияет на значение C_p , что необходимо учитывать при проектировании геометрии лопасти ветроколеса с горизонтальной осью вращения (рис. 3.14). Особенно это касается профилей лопасти вблизи от основания лопасти.

Наконец следует отметить, что при проектировании любой лопасти ВЭУ угловая скорость конца ВК не должна превышать скорость звука при заданном диапазоне температур в рассматриваемом месте для ВЭУ, во избежание возможности преодоления ею «звукового барьера» со всеми тяжёлыми последствиями для окружающей обстановки.

Как следствие этого, с учётом значительного роста диаметра ветроколеса D_1 , лопастные ВЭУ средней и особенно большой мощности в настоящее время, как правило, тихоходны – их угловая скорость на конце лопасти ВК не превышает 90 м/с (324 км/ч), а скорость вращения очень крупных ВЭУ мегаваттного класса находятся в пределах $(5 \div 8,5) \div (13 \div 15,3)$ об/мин (рис. 3.15 и табл. 3.3).

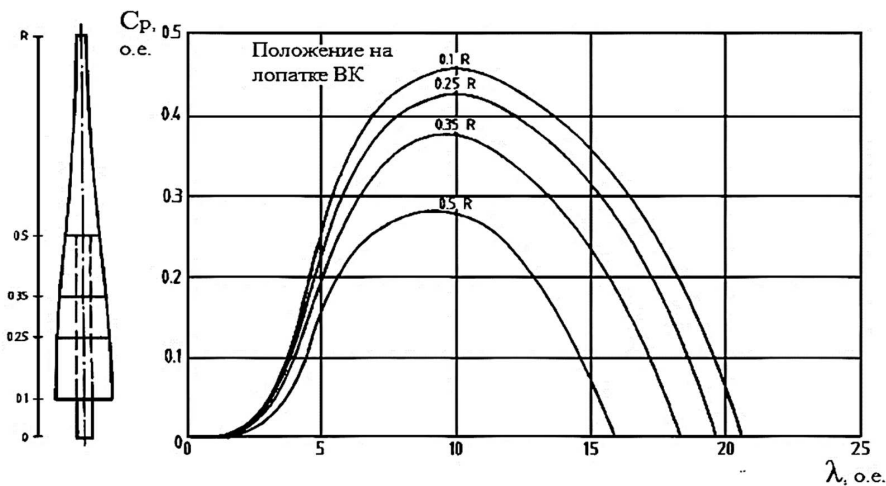


Рис. 3.14. Влияние расстояния от основания лопасти ветроколеса на геометрию лопасти и значения $C_p(\lambda)$

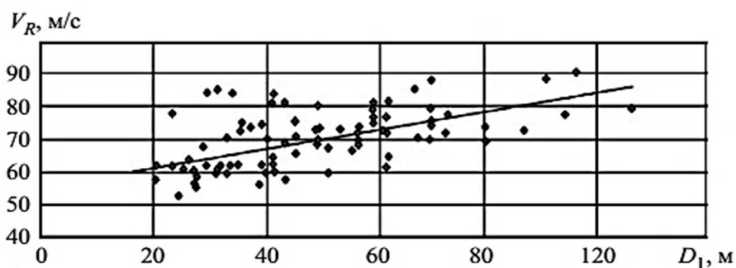


Рис. 3.15. Скорость концов лопастей ВК с горизонтальной осью вращения современных ВЭУ средней и большой мощности

Таблица 3.3

Скорость звука в воздухе при изменении температуры среды от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$

$t, ^{\circ}\text{C}$	Скорость звука в воздухе	
	м/с	км/ч
-50	299,3	1077,6
-20	318,8	1147,8
-10	325,1	1170,3
0	331,5	1193,4
10	337,3	1214,1
20	343,1	1235,2
30	348,9	1256,2
50	360,3	1296,9

3.3. Баланс мощности ВЭУ

Любой мощный преобразователь механической энергии в электрическую энергию, представляет собой сложное техническое устройство. Процесс преобразования энергии в нем включает в себя несколько последовательных этапов, каждый из которых обладает своими присущими только ему показателями эффективности преобразования энергии. При этом, отдельные этапы преобразования энергии в ВЭУ обладают разными видами потерь подведенной энергии – аэродинамическими, механическими и электрическими.

При проектировании ВЭУ основная задача разработчика – выбирать и обосновывать оптимальные технические параметры и показатели ВЭУ по преобразованию подведенной к ВЭУ энергии воздушного потока с максимальным КПД для любых условий работы ВЭУ и обеспечить при этом требования экономичности получаемого решения. При этом необходимо учитывать и одну очень важную особенность процесса преобразования энергии в ВЭУ – этот процесс не имеет последствия во времени от принимаемых решений по оптимизации обеспечения максимума КПД ВЭУ для любых эксплуатационных условий. Этим энергопроцесс в ВЭУ существенно отличается, например, от оптимизации режимов работы ГЭС с водохранилищами разного вида регулирования речного стока. Для них любая сработка/наполнение водохранилища имеет эффект последствия от некорректного учета прогноза речного стока.

Для ВЭУ «калорийность» или энергоемкость подведенного к ВК энергоносителя (т. е. скорость воздушного потока V) определяется только климатическими условиями места установки ВЭУ и никак не зависит от режима работы самой энергоустановки. В связи с этим для процесса оптимизации режимов ВЭУ, во времени, как правило, требуется обеспечить такой режим всей ВЭУ в целом, при котором при заданной V можно обеспечить максимум полезной мощности ВЭУ, т. е. $N_{ВЭУ}^{\max}(V)$. Однако решение такой задачи осложняется тем, что получаемая мощность ВЭУ при заданной скорости ветра V_1 зависит от множества факторов, влияющих на все виды потерь энергии в ВЭУ (аэродинамические, механические и электрические).

Это означает, что решение временной задачи по оптимизации режима работы ВЭУ можно представить следующим образом: для заданного значения $V(t)$ требуется найти максимум $N_{ВЭУ}^{\max}(V)$ с учетом всех влияющих факторов, включая учёт разного рода технических ограничений, например, по установленной мощности генератора ВЭУ, т. е. $N_{ВЭУ}^{\max}(V(t)) \leq N_{ВЭУ}^{уст}$. С учетом множества влияющих факторов эту задачу можно в общем виде представить следующим образом.

Требуется найти экстремум – максимум многомерной зависимости вида (3.53).

$$N_{ВЭУ}(\vec{x}(t)) = N_{ВЭУ}(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)) \rightarrow \max. \quad (3.53)$$

При учете ограничений типа (3.54):

$$N_{\text{ВЭУ}}(\vec{x}(t)) \leq N_{\text{ВЭУ}}^{\text{уст}}. \quad (3.54)$$

Наиболее эффективным методом решения подобных задач, как правило, с нелинейными связями переменных, сегодня является так называемый системный подход. Для этого весь процесс преобразования энергии в ВЭУ представляется в виде аддитивной модели, где указанный процесс представляется в виде последовательной цепочки этапов процесса преобразования энергии. Каждый отдельный этап этого процесса при этом может быть рассмотрен отдельно от других для идентификации его энергетических характеристик, а затем путем объединения этих этапов можно получить общую эффективную энергетическую характеристику ВЭУ в целом, т.е. $N_{\text{ВЭУ}}(V)$.

Любая энергетическая характеристика ВЭУ в целом характеризуется тремя значениями скорости ветра (разд. 3.4):

- 1) V_p^{min} – минимальная скорость ветра, при которой начинается работа ВЭУ;
- 2) V_p^N – расчетная скорость ветра, т.е. минимальная скорость ветра при которой ВЭУ работает с номинальной мощностью $N_{\text{ВЭУ}}^{\text{уст}}$;
- 3) V_p^{max} – максимальная скорость ветра, при которой работа ВЭУ прекращается.

Получение энергетических характеристик отдельных этапов процесса преобразования энергии в ВЭУ осложняется целым рядом объективных факторов. Одним из них является сложная проблема получения достоверных энергетических характеристик ветроколеса лопастных ВЭУ с горизонтальной осью вращения.

От реальных ВЭУ в сеть может быть передано не более (32÷36) % энергии, подведенной к ВК при некоторой скорости ветра V и оптимально ориентированном ВК под ветер. В таблице 3.4 приведены все виды потерь энергии в ВЭУ: аэродинамические, механические и электрические с указанием диапазона возможных потерь энергии, подведенной к ВК. Эти потери, как правило, нелинейного вида и зависят от множества факторов, определяющих вид эффективной энергетической характеристики ВЭУ в целом.

Как показывает мировой опыт развития ветроэнергетики, основные потери в ВЭУ – это *аэродинамические потери* в ВК, которые в первую очередь зависят от конструкции самого ВК: количества лопастей ВК; формы профиля лопастей; материала для изготовления лопастей. Следовательно, эти потери зависят от коэффициента быстроходности ВК – λ . На полную мощность ВЭУ влияют и многие другие факторы: ориентация ВК под ветер; ветровой режим в месте установки ВЭУ;

плотность воздуха; диаметр ветроколеса; турбулентность; конструкция ВЭУ с регулированием ($\varphi^0 = \text{var}$) и без регулирования угла установки ($\varphi^0 = \text{const}$) лопастей ВК в зоне рабочих скоростей ветра ($V_p^{\min} \leq V \leq V_p^{\max}$), выбора оптимальной скорости ветроколеса и способа управления при переменной скорости ветра; высоты башни; установленной мощности генератора ВЭУ и вида генератора.

Таблица 3.4

Основные виды потерь энергии в ВЭУ

Потери в элементе	Диапазон потерь, %
Аэродинамические потери в ВК	(40÷50)%
Потери энергии в коробке передач	(2÷5)%
Потери энергии в генераторе	(2÷10)%
Потери энергии в механизме регулирования лопастей ВК	>2%
Потери энергии в механизме ориентации гондолы под ветер	>2%
Потери энергии в ТР, и промежуточном контуре постоянного тока	>2%

Примечание: Диапазон потерь задан в % от энергии, подведенной к ВК

Получить требующиеся энергетические характеристики ВЭУ в целом и его отдельных компонентов наиболее корректно в процессе натуральных испытаний ВЭУ и особенно, ВК ВЭУ. Однако, подобные испытания можно проводить в аэродинамической трубе только для малых ВЭУ с диаметром ВК D_1 до 10 м, тогда как для современных системных ВЭУ диаметр ветроколеса D_1 может превышать 100 м. В связи с этим основным способом получения энергетических характеристик ВЭУ является использование современного аналитического аппарата гидроаэромеханики. При этом, как следует из рис. 3.16, все прочие виды потерь энергии в ВЭУ (механические и энергетические) будут весьма незначительными по сравнению с аэродинамическими потерями и слабо изменяющимися для разных типов и видов ВЭУ.

На сегодняшний день для крупных современных ВЭУ были проведены исследования и изучены особенности основных потерь энергии на разных этапах ее преобразования. Полученные зависимости вполне корректно использовать для анализа эффективности режимов ВЭУ другой мощности и другого типа (или вида).

В качестве примера на рис. 3.16 представлена аддитивная модель процесса преобразования энергии в крупной ВЭУ мощностью 1200 кВт с $D_1 = 60$ м.

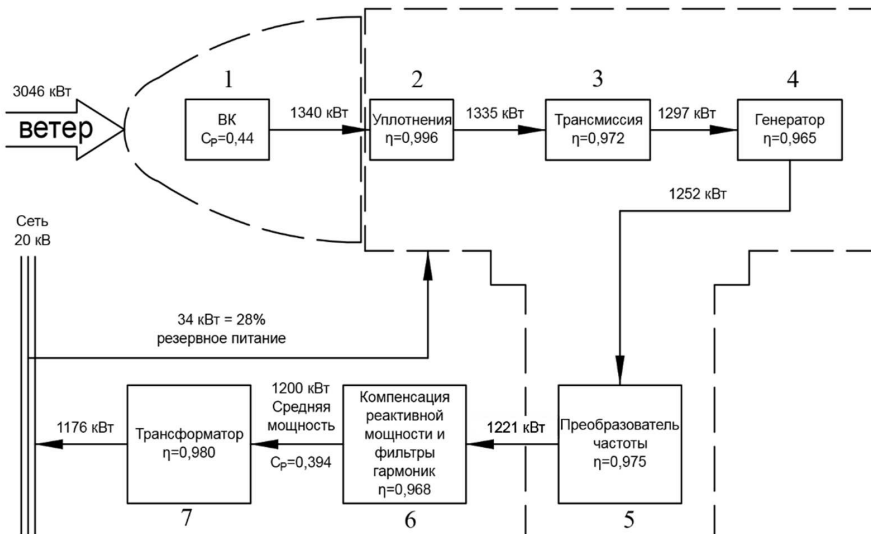


Рис. 3.16. Аддитивная модель процесса преобразования энергии в мощной трехлопастной ВЭУ в 1200 кВт с $D_1 = 60$ м:

1 – ВК; 2 – уплотнения; 3 – трансмиссия; 4 – генератор;

5 – преобразователь частоты;

6 – компенсатор реактивной мощности и фильтр гармоник тона;

7 – трансформатор

Для этой же ВЭУ на рис. 3.17 представлен в графическом виде баланс мощности с выделением различных видов потерь энергии ВЭУ для диапазона скорости ветра от 0 до 25 м/с.

Из данных рис. 3.17 следует, что при значениях скорости ветра V , не превышающих расчетное значение $V_p^N - V < (V_p^N = 12 \text{ м/с})$ в ВК преобладают механические и электрические потери. Для скорости ветра от V_p^N до $V_p^{\max} = 25 \text{ м/с}$ достигают своего максимума потери подведенной энергии из-за ограничения мощности ВЭУ по установленной мощности генератора, которые многократно превышают потери механические и электрические.

Потери за счет установки $\varphi = 5^\circ$ не очень заметны в общем балансе мощностей в ВЭУ. При этом мощностная характеристика рассматриваемой ВЭУ, т.е. $C_p(V)$ имеет следующие особенности в диапазоне скорости ветра V от V_p^{\min} до V_p^N : вначале она возрастает, затем несколько снижается до $C_p = 0,4$ и далее, с ростом V от V_p^N до $V_p^{\max} = 25 \text{ м/с}$, резко снижается почти по гиперболическому закону.

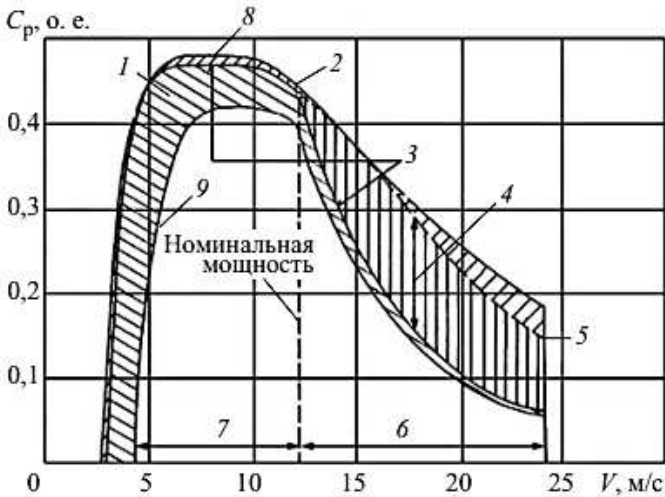


Рис. 3.17. Баланс мощности современной ВЭУ 1200 кВт, $D_1 = 60$ м в виде зависимости $C_p(V)$, учитывающей все возможности потери мощности самой в ВЭУ:

- 1 – механические и электрические потери мощности в ВЭУ;
- 2 – достижимая полезная мощность ВК (мощностная характеристика ВК);
- 3 – эффективные значения коэффициента преобразования скорости ветра ξ ВК;
- 4 – потери мощности за счет ограничения по мощности генератора (полная мощность генератора);
- 5 – $\varphi^0 = 5^\circ$ потери за счет постоянного угла атаки лопасти ВК;
- 6 – зона работы ВЭУ с полной с частичной нагрузкой, т.е. ($N_{ВЭУ} = N_{ВЭУ}^{ГЕН} = N_{ВЭУ}^{НОМ} = \text{const}$);
- 7 – зона работы ВЭУ с частичной нагрузкой, т.е. ($0 \leq N_{ВЭУ} \leq N_{ВЭУ}^{НОМ}$);
- 8 – номинальная мощность ВЭУ при $V_p^N = 12$ м/с; 9 – полезная мощность ВЭУ – $C_p(V)$

На рисунке 3.18 представлен баланс удельной энергии ВЭУ мощностью 3 МВт, приходящейся на ометаемую площадь ВК, m^2 для задаваемой скорости ветра V (в м/с), т.е. $\frac{dE}{dV} \left(\frac{\text{кВтч}}{\text{м}^2 \text{м/с}} \right)$.

На рисунке 3.18 показаны следующие виды потерь: 1 – потери энергии за счет постоянной скорости ВК, механические потери в трансмиссии и электрических компонентах ВЭУ; 2 – энергетическая плотность ветра с V ; 3 – не использованная плотность энергии ветра с V за счет ограничения C_p по критерию Жуковского-Бетца (0,5926); 4 – аэродинамические потери при $C_p = 0,45$ и заданном угле разворота лопасти ВК при частичной нагрузке; 5 – потери энергии, связанные с ограничением мощности ВЭУ (генератор мощностью 3 МВт); 6 – полезный энергетический выход ВЭУ при $\varphi^0 = \text{const}$ (рабочие скорости ветра до 24 м/с); 7 – потери энергии за счет учета максимальной рабочей скорости ветра в 25 м/с.

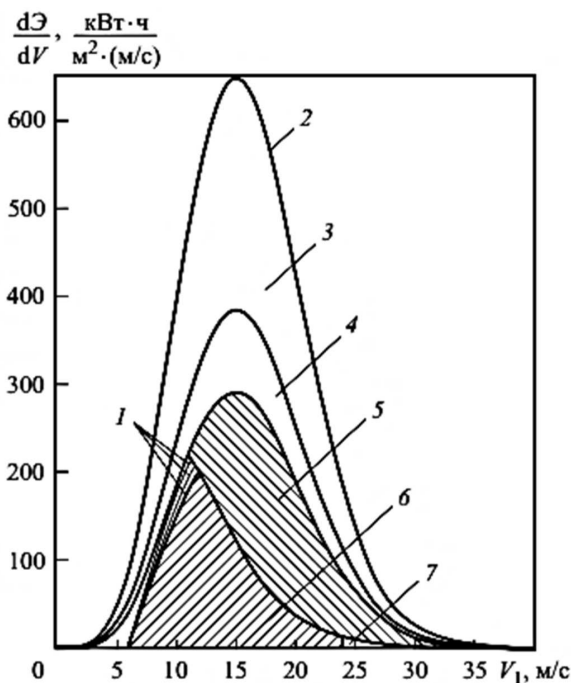


Рис. 3.18. Баланс удельной энергии ВЭУ в диапазоне скоростей ветра от 0 до 40 м/с

Все сказанное выше, позволяет далее перейти к детальному анализу особенностей мощностных характеристик ВЭУ разного вида и типа.

3.4. Мощностная характеристика ВЭУ и ее особенности

Мощностная (или эксплуатационная) характеристика ВЭУ $-N(V)$ показывает зависимость средней за десятиминутный интервал электрической мощности ВЭУ от средней за тот же временной интервал скорости ветра на высоте башни, в предположении перпендикулярности вектора скорости ветра к плоскости ветроколеса на высоте башни.

На рисунке 3.19 представлена обобщенная мощностная (или энергетическая) характеристика ВЭУ, на которой показаны четыре характерные зоны работы ВЭУ.

Зона I: $0 \leq V \leq V_p^{\min}$; $N_{ВЭУ}(V) = 0$.

Эта зона, где мощность ВЭУ равна нулю, сама ВЭУ находится не в рабочем состоянии и не может быть запущена в работу, так как мощность ветрового потока $N_B(V)$ мала для преодоления сил инерции и трения в ВЭУ.

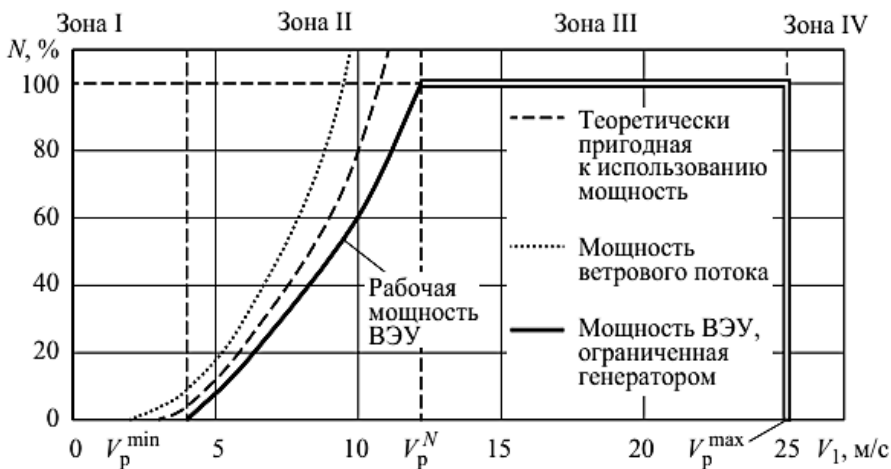


Рис. 3.19. Обобщенная мощностная характеристика лопастной ВЭУ с горизонтальной осью вращения

Зона II: $V_p^{\min} < V \leq V_p^N$; $0 \leq N_{\text{ВЭУ}} < N_{\text{уст}}^{\text{ген}}$.

Это зона работы ВЭУ с частичными нагрузками, меньшими $N_{\text{уст}}^{\text{ген}}$. Здесь теоретически возможная к использованию мощность ветра – $N_B(V)$ увеличивается пропорционально кубу скорости ветра V . Однако, полезная мощность на клеммах генератора ВЭУ не совсем линейно пропорциональна скорости V , например, из-за аэродинамических потерь на трение. Для этой зоны полезная мощность ВЭУ – $N_{\text{ВЭУ}}(V)$ будет равна произведению коэффициентов полезного действия механизмов ВЭУ: аэродинамического $\eta_{\text{АЭР}}$, механического $\eta_{\text{МЕХ}}$, электрического $\eta_{\text{ЭЛ}}$ и полной мощности потока ветра $N_B(V)$ при V , т.е. для $V_p^{\min} \leq V < V_p^N$:

$$N_{\text{ВЭУ}}(V) = N_B(V) \cdot \eta_{\text{АЭР}} \cdot \eta_{\text{МЕХ}} \cdot \eta_{\text{ЭЛ}}. \quad (3.55)$$

Для коммерчески доступных ВЭУ эта зона охватывает диапазон скоростей ветра V от $V_p^{\min} = 3 \div 5$ м/с до $V_p^N = 12 \div 15$ м/с.

Зона III: $V_p^N \leq V \leq V_p^{\max}$.

В этой зоне $N_{\text{ВЭУ}}(V) = N_{\text{ген}}^{\text{уст}} = \text{const}$ для ВЭУ с pitch-регулированием (регулирование изменением угла установки лопастей). Для ВЭУ со stall-регулированием (регулирование срывом потока) $N_{\text{ВЭУ}}(V)$ непрерывно уменьшается от $N_{\text{ген}}^{\text{уст}}$ до $N_{\text{ВЭУ}}(V = V_p^{\max}) < N_{\text{ген}}^{\text{уст}}$. Максимальная рабочая скорость ВЭУ V_p^{\max} обычно находится в диапазоне от 24 до 26 м/с (иногда до 30 м/с) и определяется прочностными свойствами конструкции ВЭУ.

Зона IV: $V \geq V_p^{\max}$; $N_{\text{ВЭУ}}(V) = 0$.

В этой зоне ВЭУ останавливается во избежание ее механического износа или поломки. При наличии характеристики $N_{\text{ВЭУ}}(V)$, соответствующей конкретным условиям местности установки ВЭУ и заданному ряду средних десяти минутных скоростей ветра – $V(\Delta t = 10 \text{ мин})$, т. е. V_i , $i = 1 \dots n$ для $T = t_k - t_0 = \sum_{i=1}^n \Delta t$ (T обычно принимается равным 1 году), можно определить полезную выдаваемую мощность ВЭУ для каждого Δt_i .

На рисунке 3.20 представлена обобщенная схема ВЭУ с вертикальной осью вращения, использующая силу сопротивления воздушному потоку F_D . Поверхность S перпендикулярна вектору скорости набегающего потока V . Полученная мощность, извлекаемая ВЭУ из набегающего потока $P_{\text{пот}}$, определяется из условия того, что значения силы сопротивления F_D и силы реакции ВК F_R , которая замедляет поток воздуха, равны. Тогда (3.56):

$$P_{\text{пот}} = F_D V_S, \quad (3.56)$$

где V_S – значение относительной скорости поверхности; F_D можно определить по формуле (3.57) аналогичной (3.28) и (3.52).

$$F_D = 0,5\rho C_d (V - V_S)^2 S, \quad (3.57)$$

где C_d – коэффициент лобового сопротивления площади S , аналогичный по физическому смыслу коэффициенту C_F в формуле (3.29). Тогда $P_{\text{пот}}$ определяется формулой (3.58):

$$P_{\text{пот}} = F_D V_S = 0,5\rho C_d (V - V_S)^2 V_S S. \quad (3.58)$$

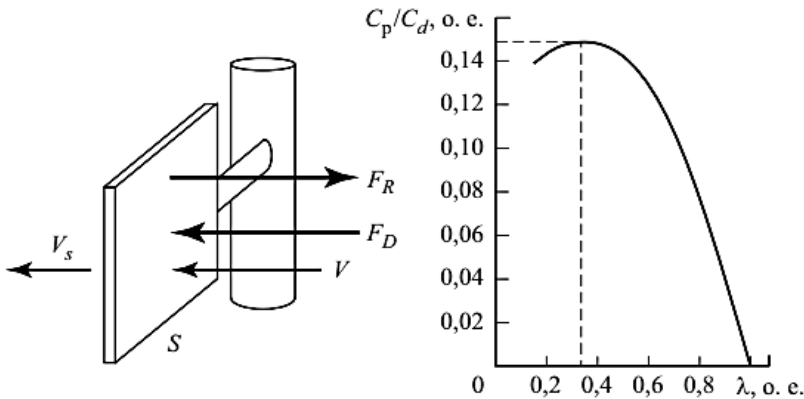


Рис. 3.20. Обобщенная схема ВЭУ с вертикальной осью вращения, использующей силу сопротивления потоку воздуха

Учитывая (3.20) для $P_1 = P_S(V_S)$ и $P_{\text{пот}}$ по (3.58) можно определить коэффициент мощности такого ВК по формуле (3.59):

$$C_p^D = \frac{P_{\text{пот}}}{P_S} = \frac{C_d(V - V_S)^2 V_S}{V}. \quad (3.59)$$

Дифференцируем (3.59) по V и получаем (3.60)–(3.59):

$$\frac{dC_p^D}{dV} = \frac{d[(V - V_S)2V_S]}{dV_S}; \quad (3.60)$$

$$2(V - V_S)(-1) + (V - V_S)^2 = 0. \quad (3.61)$$

Из (3.61) следует, что V_S , обеспечивающая максимум C_p^D , соответствует (3.62):

$$\tilde{V}_S = \frac{1}{3}V, \quad (3.62)$$

т. е. подтверждает положение теории Жуковского-Бетца о том, что максимум C_p ВК (не зависимо от его типа) достигается, если перемещаемая ветром поверхность перемещается со скоростью равной одной трети от скорости невозмущенного потока воздуха.

Подставив (3.62) в (3.59), получается (3.63):

$$C_p^{D\text{max}} = \frac{4}{27} C_d. \quad (3.63)$$

Значения C_d изменяются в больших пределах: бесконечно большая тонкая пластина, перпендикулярная скорости V имеет значение $C_d = 2,01$ (для неё $C_p^{\text{max}} = 0,3$; для лопастей ВК ВЭУ, использующей силу сопротивления воздушного потока C_d достигает значения 1,3 (для неё $C_p^{D\text{max}} = 0,192$). Это означает, что подобные ВЭУ по своей эффективности используют только одну треть от значения C_p идеального ветроколеса (0,5926) по теории Жуковского-Бетца.

Это значение на практике будет ещё меньше из-за того, что полезному воздействию под разными углами к V подвергаются только около половины лопастей ВК, поскольку другая половина лопастей будет тормозиться набегающим потоком. Во избежание этого эту часть лопастей надо экранировать или эти лопасти надо рассчитывать на более низкий коэффициент C_d , чтобы в итоге получать полезный крутящий момент такого ВК. Это ограничивает энергетическое использование подобной схемы ВК.

Контрольные вопросы и задания

1. Чем определяется механическая мощность на валу ВК ВЭУ?
2. В чём заключается принцип работы лопастной ВЭУ?
3. В чём заключается принцип работы ВЭУ, использующих силу сопротивления воздушному потоку?
4. Чем определяется коэффициент мощности ветроколеса и его предельное значение?

5. Что характеризует быстроходность ветроколеса и как она определяется?
6. Как коэффициент мощности ветроколеса зависит от быстроходности для разных типов ВЭУ?
7. Чем определяется оптимальный режим работы ВЭУ?
8. Какие условия и допущения приняты при расчёте баланса мощности ветроколеса?
9. Как выглядит схема потока воздуха через идеальное ветроколесо ВЭУ?
10. Какие факторы влияют на коэффициент мощности ветроколеса?
11. Что такое коэффициент лобового давления на ветроколесо?
12. Как коэффициент быстроходности ветроколеса зависит от числа лопастей?
13. Как коэффициент крутящего момента ветроколеса зависит от коэффициента быстроходности ветроколеса?
14. Какие основные силы действуют на лопасти ВЭУ с горизонтальной осью вращения?
15. Чему равны коэффициенты подъёмной силы и лобового сопротивления?
16. Как коэффициент мощности трёхлопастного ветроколеса зависит от угла установки ветроколеса?
17. Как коэффициент мощности ветроколеса зависит от угла ориентации ветроколеса по отношению к ветру?
18. Как коэффициент мощности ветроколеса зависит от расстояния от оси вращения ветроколеса?
19. Укажите основные виды потерь энергии в ВЭУ.
20. Что такое аддитивная модель баланса мощности современной крупной ВЭУ?
21. Как выглядит энергетическая характеристика современной крупной ВЭУ и каковы её основные составляющие?
22. Как выглядит мощностная характеристика лопастной ВЭУ с горизонтальной осью вращения и каковы её особенности?
23. Какие существуют основные зоны работы ВЭУ по скоростям ветра и каковы их особенности?
24. Как выглядят обобщенная схема ВЭУ с вертикальной осью вращения, использующей силу сопротивления потоку воздуха и баланс мощности в ней?

Список литературы

1. Wind energy explained. Theory, Design and Application. Second edition. J. F. Manwell, J. G. McGowan. Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts. USA. A.L. Rogers. DNV-global energy concepts. Washington. USA. Copyright. 2009 John Wiley & SONS.LTD. The Atrium. Southern Gate. Chichester. West Susses. PO198SQ.UK.

2. Wind energy. Handbook. Second Edition / Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins. John Wiley & SONS.LTD. Baffins Lane, Chichester, 2011.
3. Erich Hau. Wind turbines. Fundamentals, technologies, applications, economics. 2-nd edition. Springer Berlin Heidelberg New York 2006.
4. Martin Kaltschmitt, Wolfgang Streicher, Andreas Wiese. Renewable energy. Tecnology, economics and environment. 2007.
5. Жуковский, Н.Е. Ветряная мельница НЕЖ. Полное собрание сочинений Н.Е. Жуковского, Т. 6, 1937.
6. Сабинин, Г.Х. Теория идеального ветряка / Г. Х. Сабинин. – М.: Науч.-технич. упр-ние В.С.Н.Х., 1927.
7. Europe's onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints. EEA technical report № 6/2009.

4. РЕЖИМЫ РАБОТЫ И УПРАВЛЕНИЕ ВЭУ

4.1. Работа ветродвигателя без регулирования

Ветродвигатели, в отличие от тепловых двигателей или гидротурбин, работают всегда при переменных внешних условиях, зависящих не только от нагрузки, но и от структуры ветрового потока. Если скорость ветра изменяется в 2–3 раза, то его энергия при этом изменяется в 8–27 раз. По данным метеорологических наблюдений в разных частях света известны случаи, когда скорость ветра изменялась в течение одной минуты больше чем в 4 раза, значит энергия ветра изменялась при этом больше чем в 64 раза. Вместе с тем машины, подключаемые к ветродвигателю, требуют строго определенной мощности и числа оборотов. Поэтому в эксплуатационных условиях, когда непрерывно изменяются как крутящий момент ветродвигателя, так и момент сопротивления, ветродвигатель должен быть снабжен автоматически действующим регулятором для регулирования скорости вращения ВК и обеспечения устойчивой работы на заданном режиме.

Для ветродвигателя без регулятора зависимость между моментом и скоростью вращения при постоянной скорости ветрового потока $V_{ВП}$ представляется рабочей характеристикой ветродвигателя – зависимостью вращающего момента от скорости вращения ВК $M_{вп} = f(n)$ (рис. 4.1).

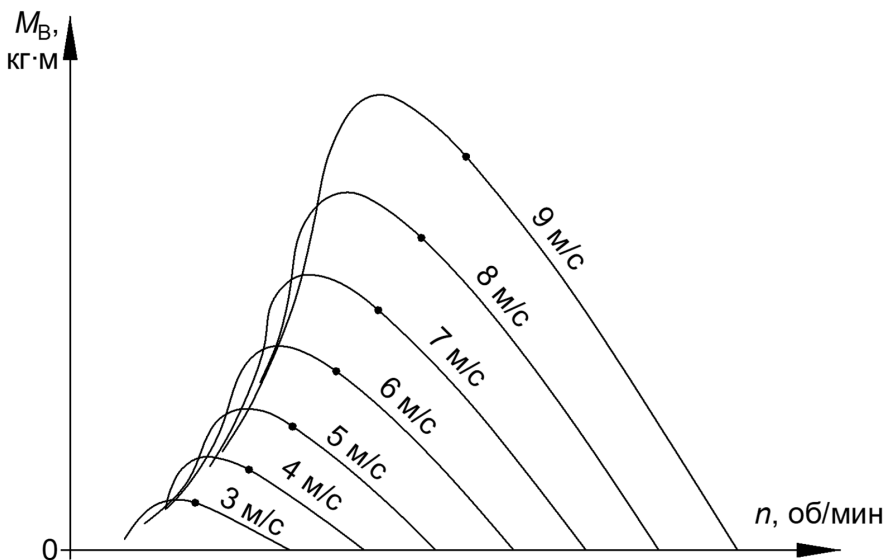


Рис. 4.1. Рабочая характеристика ветродвигателя $M_{вп} = f(n)$

У ветродвигателя без регулятора можно отметить свойство, называемое самовыравниванием: когда происходит увеличение нагрузки (момента сопротивления) происходит снижение скорости вращения ветродвигателя (положительное самовыравнивание) и наоборот. Это свойство придает ветродвигателю ценные качества: способствует ускорению процесса регулирования и облегчает работу регуляторов.

Преобразование ветровой энергии в механическую естественно производить при полном использовании ветра, протекающего через ВК. Ведь в случае возможности ветродвигателя воспринять полную мощность ветра при всех возможных значениях его скорости, будет получена наиболее высокая годовая выработка энергии. Но при работе ветродвигателя без регулятора момент, развиваемый ветродвигателем, с увеличением скорости неограниченно растёт и в этом случае необходимо построить такой мощный ветродвигатель, который сможет выдержать механическую нагрузку при максимальной скорости ветра. При этом длительность его работы с максимальной нагрузкой будет крайне малой. Кроме того, энергия нужна потребителю повседневно и в приблизительно одинаковом количестве.

Следовательно, максимум энергии, которую способна выдать такая ВЭУ в короткий промежуток времени, может оказаться невостребованной. Наконец, электрическая машина, подобранная к ветродвигателю по его максимальной мощности, при малых скоростях ветра будет иметь очень низкий КПД.

Чтобы воспрепятствовать росту крутящего момента выше номинального значения при номинальной (расчетной) скорости вращения и тем самым избежать перегрузок ветродвигателя, необходимо либо пропускать излишки энергии мимо ВК, либо создавать на ВК добавочное аэродинамическое сопротивление. Оба эти принципа могут быть положены в основу регулирования ветродвигателей.

Пропускать излишки энергии ветра мимо ВК можно поворотом лопастей или/и их концов в сторону увеличения угла установки; выводом ВК из-под ветра; уменьшением рабочей площади ВК за счет наклона лопастей по потоку и т.д. Вводить добавочное аэродинамическое сопротивление возможно установкой на лопастях различных систем клапанов, жалюзи, форток и др. Этот подход приводит к чрезмерному усложнению конструкции ВЭУ, уменьшению её надёжности и, как следствие, увеличению эксплуатационных затрат.

Для ВЭУ наибольшее распространение получил второй подход, связанный с регулированием ветродвигателей поворотом лопастей или/и их концов.

Для лучшего понимания задач системы управления ВЭУ рассмотрим упрощенную модель ВЭУ. Типовая ВЭУ может быть представлена в виде вала с ветроколесом с одной стороны и генератора на другой. Частота вращения ВК приводится к генераторной посредством механического редуктора (рис. 4.2).

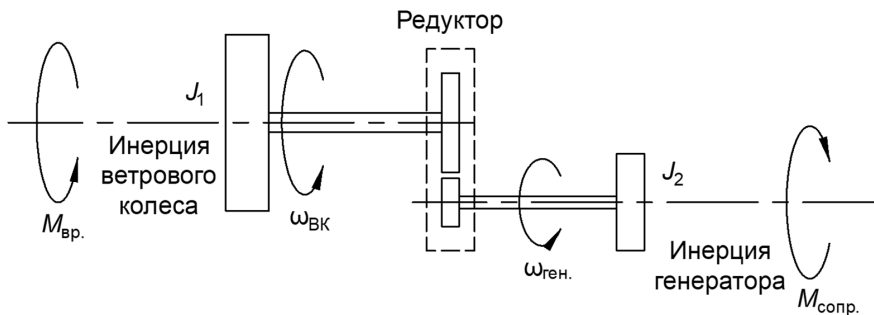


Рис. 4.2. Простейшая модель ВЭУ

Уравнение (4.1) описывает движение вращающихся элементов ВЭУ:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_{\text{вр}} - M_{\text{сопр}}, \quad (4.1)$$

где J – суммарный момент инерции маховых масс ВЭУ.

4.2. Способы реализации контроля мощности ВЭУ

4.2.1. Регулирование ветроколеса выводом из-под ветра

Этот способ регулирования наиболее прост и обусловлен тем, что при косом набегании ветра на ВК через него протекает меньшее количество воздуха (изменяется ометаемая ВК площадь). Кроме того, из-за изменения при повороте угла атаки, на лопастях изменяется подъемная сила. Оба этих фактора позволяют ограничивать мощность ветродвигателя при высоких скоростях ветра.

В простейших типах ветродвигателей (козловые и шатровые ветряные мельницы) вывод ВК делается вручную; у более совершенных современных ветродвигателей – автоматически, с помощью регулирующих устройств.

Автоматическое регулирование выводом ВК из-под ветра применяется как правило у маломощных ветродвигателей. Регулирование по этой системе совершается двумя способами: во-первых, с помощью боковой поверхности – так называемой лопаты, укрепляемой на головке ветродвигателя за ветряным колесом с правой или левой стороны его оси вращения (рис. 4.3а); во-вторых, размещением оси вращения ВК на некотором расстоянии (50–100 мм) вправо или влево от вертикальной оси поворота головки ветряного двигателя (рис. 4.3 б).

На рисунке 4.3 в положении I ВК находится в работе при скорости ветра меньше расчётной; в положении II – во время регулирования при скорости ветра больше расчётной, и в положение III ВК становится при высокой скорости ветра и при этом останавливается.

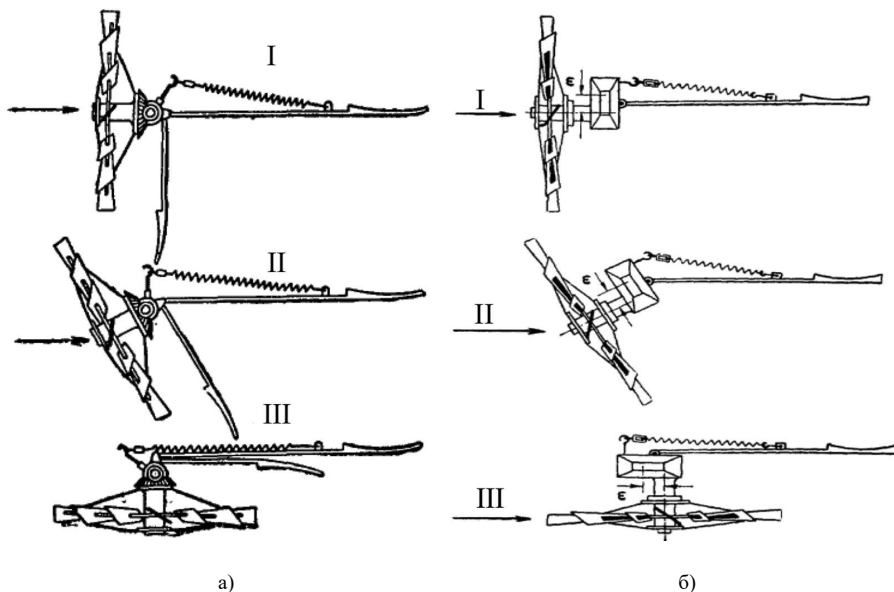


Рис. 4.3. Схема регулирования выводом ветроколеса из-под ветра:
 а) с помощью боковой лопасти;
 б) за счет смещения оси ветроколеса относительно оси башни [1]

В рассмотренной системе регулирования сила ветра, действующая по одну сторону вертикальной оси, уравнивается пружиной, прикрепляемой одним концом к хвосту ВЭУ, а другим к рычагу, укрепленному на его головке.

4.2.2. Регулирование ветроколеса изменением угла установки лопастей

Как было указано выше, для ветроэлектрических агрегатов наибольшее распространение получило регулирование ветродвигателей поворотом лопастей или их концов.

В качестве примера на рис. 4.4 приведены аэродинамические характеристики быстроходного ветродвигателя при регулировании поворотом лопастей. Закономерное смещение моментных характеристик в сторону уменьшения быстроходности при увеличении угла установки показывает, что, поворачивая лопасти (или их концы), можно обеспечить работу ветродвигателя в широком диапазоне изменения скорости ветра при постоянном значении скорости вращения ВК.

Для оценки перегрузочной способности ветродвигателя на рис. 4.4 нанесены кривые, характеризующие его работу при номинальной скорости вращения, но с различной величиной постоянно присоединенной нагрузки.

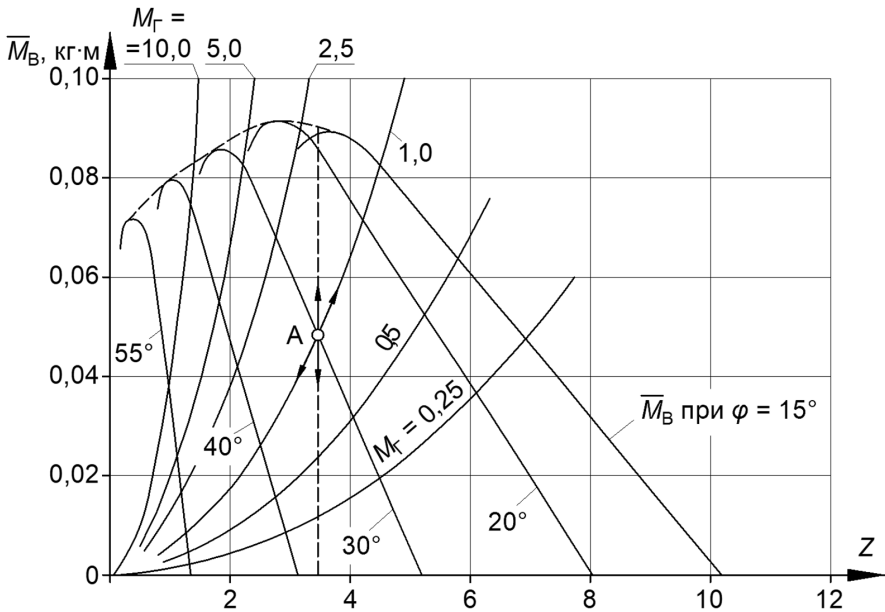


Рис. 4.4. Аэродинамические характеристики быстроходного ветродвигателя с цельноповоротными лопастями

Момент сопротивления, создаваемый генератором, представлен так же, как и крутящий момент ветродвигателя в относительных единицах, т.е. (4.2):

$$M_r^{o.e.} = \frac{M_r}{\rho \pi R^3 \frac{v^2}{2}} \quad (4.2)$$

Но так как $v = \frac{\omega R}{Z}$, это выражение можно записать в следующем виде (4.3):

$$M_r^{o.e.} = \frac{2}{\rho \pi R^5 \omega^2} M_r Z^2 = K_r M_r Z^2 \quad (4.3)$$

Таким образом, при различных постоянных значениях $M_r^{o.e.}$ построено семейство параболических кривых, представляющих собой характеристики нагрузки генератора. Характеристика нагрузки, соответствующая номинальному значению крутящего момента, принята за единицу $M_r^{o.e.} = 1$.

Пусть быстроходный ветродвигатель, имеющий регулятор скорости вращения и регулирующийся поворотом лопастей, работает на режиме $Z = 3,5$ (точка А на рис. 4.4). Ниже рассмотрено действие регулятора, вызванное в одном случае изменением момента нагрузки при постоянной скорости ветра, в другом – изменением скорости ветра при постоянном моменте нагрузки. Для упрощения считается, что регулирование скорости вращения происходит без статической ошибки.

В первом случае при уменьшении момента нагрузки точка А, характеризующая режим работы ветродвигателя будет перемещаться вертикально вниз, так как при $v = \text{const}$ быстроходность должна сохраниться постоянной, и поэтому регулятор должен увеличивать угол установки лопастей. При увеличении момента нагрузки точка А будет перемещаться вертикально вверх, и регулятор должен уменьшать угол установки лопастей.

Во втором случае с изменением скорости ветра при постоянном моменте нагрузки точка А будет перемещаться по параболе $M_T^{o.e.} = 1$ вниз или вверх в зависимости от того, увеличивается или уменьшается скорость ветра. Регулятор при этом должен соответственно поворачивать лопасти на больший или меньший угол. Практически могут быть случаи, когда одновременно изменяются момент нагрузки и скорость ветра.

При изменении режима работы в сторону уменьшения быстроходности степень возможной перегрузки увеличивается. Перегрузка будет тем меньше, чем ближе лежит огибающая аэродинамических характеристик ветродвигателя при различных углах установки лопастей к кривой $M_T^{o.e.} = 1$, характеризующей его работу при номинальной скорости вращения и номинальном моменте нагрузки.

Возможная максимальная перегрузка ветродвигателя в случае регулирования поворотом концов лопастей обычно значительно меньше, чем при регулировании поворотом самих лопастей.

Основные элементы самого регулятора при любом способе регулирования ветродвигателя (поворотные лопасти или их концы, механизмы поворота и т.д.) должны являться составной частью механизмов пуска и останова. Таким образом, принципиальная кинематическая схема всего ветродвигателя определяется в основном выбранным типом регулирования.

Регуляторы быстроходных ветродвигателей строятся главным образом на принципе регулирования по скорости вращения, при котором командой для действия регулятора является отклонение скорости вращения ВК от ее номинального значения. В этом случае регулятор наиболее просто komponуется с ВК.

4.3. Особенности работы ВЭУ с различными типами генераторов

Метод реализации управления ВЭУ и задачи системы управления определяются оперативными режимами ВЭУ. Ниже расчетной скорости ветра цель системы управления (СУ) – максимизация выработки энергии ($C_p \rightarrow C_{p\text{max}}$); выше ее – ограничение мощности ВЭУ.

Большинство ВЭУ, работающих в сети большой мощности, работают с (почти) постоянной скоростью. С точки зрения контроля, эксплуатация ВЭУ с постоянной скоростью – простейший случай.

Турбины со срывом потока, обеспечивающие $n = \text{const}$, имеют особый профиль лопастей, обеспечивающий работу около оптимального коэффициента быстроходности на малых скоростях ветра. Лопасть имеет «крученый» профиль, что приводит к наличию разных углов атаки по длине лопасти. При росте скорости ветра у основания лопасти возникает область срыва потока, что уменьшает КПД ВК и ограничивает мощность.

Обычно управление ВЭУ со срывом потока требует только пуска-остановки турбины на основе критериев: «допустимая скорость ветра» и «необходимая вы-дача мощности в сеть». Как только тормоз отключается турбина может вращаться на холостом ходу до момента набора синхронной скорости и синхронизации с сетью. Такие ВЭУ требуют только управления генератором и устройством плавного пуска, а также управления тормозом.

Турбины с pitch-регулированием используются в ВЭУ для обеспечения более качественного регулирования скорости вращения и выходной мощности на высоких скоростях ветра.

Ниже номинальной мощности положение лопастей обычно, хотя и не на всех ВЭУ, остается постоянным для ограничения износа pitch-механизма.

Это уменьшает долю используемой энергии ветра, но улучшает надежность ВЭУ и ее экономические показатели.

Режимы ВЭУ, работающих на сеть с переменной скоростью вращения $n = \text{var}$ можно реализовать за счет силовой электроники.

ВЭУ со срывом потока управляется электроникой, регулирующей генераторный момент. При использовании генераторного момента для регулирования скорости вращения ВК ВЭУ может работать при любом коэффициенте быстроходности – уменьшая генераторный момент ниже $M_{вр}$, позволяют ускоряться ротору генератора и наоборот.

При малой скорости ветра ВЭУ работает с $n = \text{var}$ и $C_p = \text{const}$. После достижения максимума $n_{ген}$ ВЭУ работает со срывом потока, обеспечивая $n_{ген} = \text{const}$.

Выше определенной скорости ветра ВЭУ работает с постоянной мощностью с $n = \text{var}$, обеспечивая эту мощность путём снижения $n_{ген}$ и КПД ВК. В таких ВЭУ режим работы контролируется генераторным моментом.

Pitch-регулируемые турбины, работающие при $n_p = \text{var}$ имеют два метода регулирования:

- разворот лопастей;
- управления генераторным моментом.

В области до V_p ВЭУ работает с зафиксированными лопастями при $n_p = \text{var}$ для поддержания оптимума коэффициента быстроходности.

При достижении V_p генераторный момент используется для управления выходной электрической мощностью, pitch-система – для поддержания $n_{ВК}$.

Вставка преобразователя частоты между генератором и сетью позволяет ротору работать с переменной скоростью вращения. Помимо механических преимуществ (уменьшение нагрузок) это позволяет сгладить пульсации мощности ВЭУ при порывах ветра: с помощью лопастей осуществляется «грубое» регулирование мощности, в то время как незначительные вариации контролируются электронным преобразователем.

В некоторых моделях ВЭУ реализовано управление мощностью только за счет контроля вращающегося момента генератора, но диапазон регулирования мощности в этом случае существенно меньше чем при pitch-регулировании. В принципе этот подход хорош для небольших ВЭУ с пропеллерным ВК, но практическая реализация крупных ВЭУ имеет ряд проблем.

4.3.1. ВЭУ с асинхронным генератором

ВЭУ с постоянной скоростью вращения ВК выпускались вплоть до конца 90-х гг. XX века. Мощность данных турбин была ниже 1,5 МВт. В них использовались механические редукторы и асинхронные генераторы, которые напрямую подсоединялись к сети (рис. 4.5).

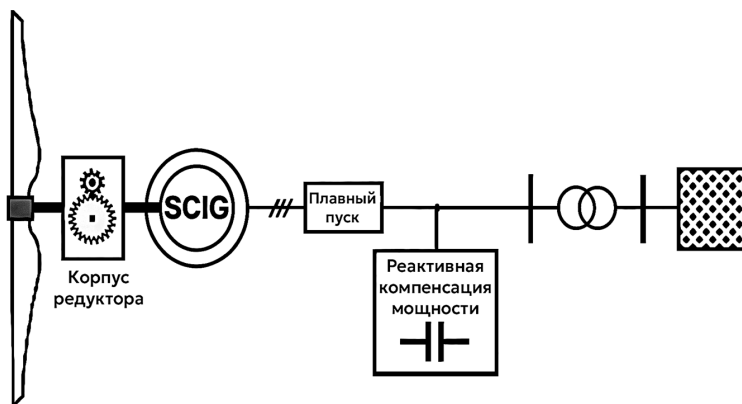


Рис. 4.5. Структурная схема ВЭУ с АГ с постоянной скоростью вращения

Для получения электрической энергии с заданными параметрами, скорость вращения ротора должна быть постоянна, и определяется передаточным числом редуктора и числом пар полюсов генератора. В большинстве случаев мощность ограничивается действием явления срыва потока: если скорость ветра повышается выше номинальной скорости ветра, то снижается коэффициент мощности C_p так, что мощность, развиваемая турбиной, остается на уровне номинальной. Иногда используется активный срыв потока: используется отрицательный угол поворота лопастей для того, чтобы ограничить мощность.

Основными недостатками данного типа ВЭУ является применение одноступенчатого мультипликатора, и как следствие невозможность регулирования передаточного числа в зависимости от изменения скорости ветра, а также значительное увеличение массы установки, повышенная шумность и необходимость регулярного обслуживания мультипликатора. Кроме того, скорость вращения ВК должна оставаться примерно постоянной и выше, чем синхронная скорость вращения поля статора. С увеличением разницы между синхронной скоростью вращения поля статора и скорости вращения ротора, возрастают потери в генераторе. Также к недостаткам можно отнести потребление из сети реактивной мощности, что вынуждает использовать громоздкие блоки конденсаторов на выходе устройства для её компенсации.

В наши дни большинство производителей ВЭУ перешли на выпуск установок с переменной скоростью вращения ВК мощностью выше 1,5 МВт.

Это связано с требованиями по уменьшению уровня шума, улучшению качества производимой электроэнергии и увеличению производительности. Для достижения данных целей стали использоваться относительно дешёвые машины двойного питания (асинхронизированные синхронные генераторы – АСГ) в сочетании с многоступенчатыми мультипликаторами и силовым преобразователем (рис. 4.6)

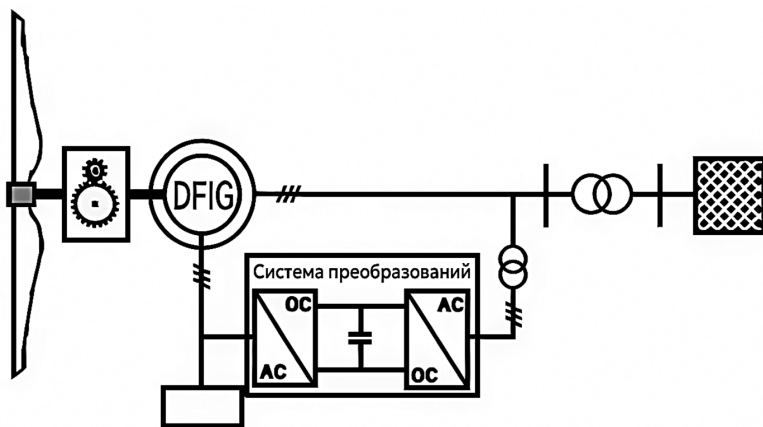


Рис. 4.6. Структурная схема ВЭУ с АСГ

Отличительной особенностью машины двойного питания является то, что статор подсоединён непосредственно к сети, а обмотка ротора через контактные кольца и щётки получает питание от полупроводникового преобразователя. Скоростной диапазон находится примерно от 60% до 110% от номинальной скорости, что достаточно для получения хорошей энергетической эффективности. Это достигается за счет использования возможности поддерживать скоростное отношение

на уровне, обеспечивающем оптимальную энергетическую отдачу. Если передаточное отношение выбрано таким, что синхронная скорость генератора находится как раз посередине скоростного диапазона (примерно на уровне 85% от номинальной скорости), тогда номинальная мощность преобразователя получается минимальной – приблизительно 35% от номинальной мощности турбины. При скорости ветра выше номинальной скорости мощность уменьшается путем изменения угла установки лопастей. К недостаткам данной схемы можно отнести снижение надёжности, связанное с использованием щёточных контактов, а также наличие дополнительных потерь в обмотке ротора и необходимость использования мультипликатора, что приводит к снижению надёжности.

4.3.2. ВЭУ с синхронным генератором

При использовании синхронных генераторов в ВЭУ их динамическое поведение определяется необходимостью поддерживать скорость вращения абсолютно фиксированной.

Из соображений стабильности, необходимо обеспечить, чтобы в установившемся режиме, крутящий момент имел достаточный запас по отношению к электромагнитному моменту сопротивления.

Несмотря на отрицательные свойства устойчивости синхронного генератора при эксплуатации в системе, технически возможно контролировать ветровую турбину с синхронным генератором, работающую с постоянной скоростью вращения.

Отличительной особенностью ВЭУ с переменной скоростью вращения и системой прямого привода в комбинации с синхронным генератором (рис. 4.7) является отсутствие мультипликатора. Вместо повышающего мультипликатора используется синхронный генератор с увеличенным числом пар полюсов. Генератор вращается с очень малой скоростью, обычно от 10 об/мин до 25 об/мин для турбин с уровнем мощности порядка нескольких мегаватт. Стандартные генераторы поэтому не могут быть использованы и должны создаваться специальные устройства для данного применения. Такие генераторы имеют очень большие размеры, так как они должны развивать огромный вращающий электромагнитный момент. Электроэнергия с непостоянными параметрами на выходе синхронного генератора преобразуется в электрическую энергию со стандартными частотой и напряжением с помощью полупроводникового преобразователя – вставки постоянного тока – и затем подается потребителю.

Главной причиной создания подобных систем было желание сделать устройство более надёжным и снизить затраты на обслуживание, но при этом появляется необходимость использования электронного преобразователя, рассчитанного на полную мощность. Эти преобразователи также, как и генераторы, рассчитанные на малую скорость вращения достаточно дорогостоящие.

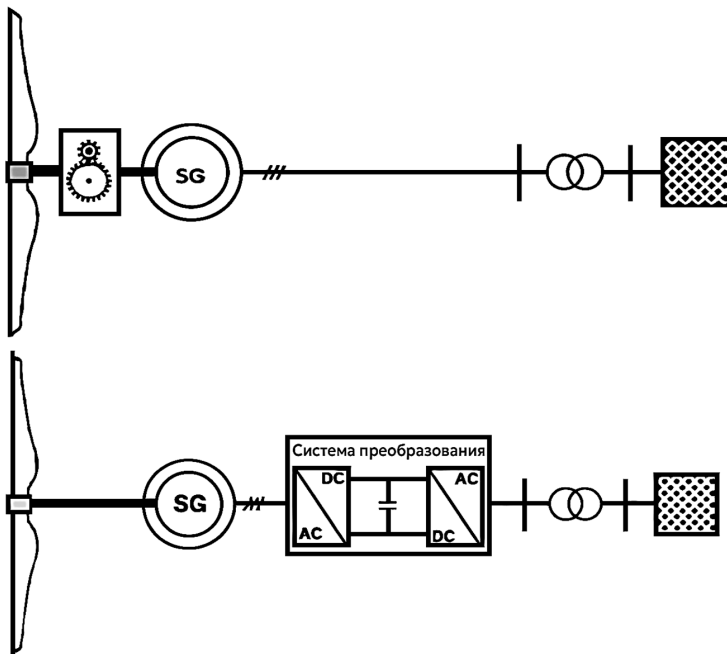


Рис. 4.7. Структурные схемы ВЭУ с СГ

Достоинствами данной системы является возможность работы при различных скоростях ветра, отсутствие ненадёжного и громоздкого мультипликатора и полный контроль над выходными параметрами установки.

Основным ограничением при проектировании данной системы на большие мощности является сложность создания достаточно мощных полупроводниковых преобразователей, их высокая стоимость и большие потери энергии в полупроводниковых элементах, что снижает общий КПД установки и приводит к необходимости использования систем охлаждения. Кроме того, при увеличении мощности установки уменьшается скорость вращения ВК, что приводит к значительному увеличению массогабаритных показателей генератора.

4.4. Обзор стандартов в области управления ВЭУ

Чтобы успешно генерировать мощность, ВЭУ нуждается в управляющей системе, которая связывает работу всех подсистем и элементов ВЭУ и ВЭС вместе. Например, СУ может измерять частоту вращения ветротурбины, осуществлять изменение угла установки лопастей ВК, контролировать техническое состояние компонентов ВЭУ, управлять системой связи ВЭУ с сетью.

Требования к СУ ВЭУ и ВЭС сформулированы в нескольких стандартах:

– ГОСТ Р 51991-2002 «Установки ветроэнергетические. Общие технические требования» [2];

– ГОСТ Р 54433-2011 «Ветроэлектростанции. Требования по безопасности при эксплуатации» [3];

– «Ветроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания» [4].

ВЭУ должна быть автоматизирована. Объем автоматически выполняемых операций ВЭУ различного назначения может быть различен.

В обязательный объем автоматизации входят:

– ограничение частоты вращения ВК на заданном уровне при высокой скорости ветра;

– защита электрических цепей ВЭУ от токов КЗ и перегрузок;

– автоматическое включение на параллельную работу при достижении $V_{\text{пуск}}$ при соблюдении ограничений по току включения;

– автоматическое отключение и остановка ВЭУ при скорости ветра выше V_{max} , недопустимо высоких вибрациях основных частей ветроагрегата, снижении скорости ветра ниже $V_{\text{пуск}}$;

– возможность дистанционного управления ВЭУ мощностью выше 30 кВт;

– автоматический пуск в работу (страгивание и разгон до синхронной частоты вращения) при достижении минимальной рабочей скорости ветра;

– автоматическая ориентация ВК по направлению ветра.

Ручное или автоматическое вмешательство в работу (управление) ВЭУ не должно отменять функции системы защиты.

Любой единичный отказ в считывающих или в активирующих частях системы управления не должен приводить к отказу системы защиты.

Система управления ВЭУ должна удерживать рабочие параметры в их расчетных пределах и обеспечивать контроль и управление процессом работы как в режиме дистанционного управления (пассивного, с удаленного пульта управления), так и в режиме местного управления (активного, с местного пульта управления).

Выбор режима контроля или управления должен осуществляться переключателем, который одновременно может быть установлен однозначно только на один режим управления.

В случае выбора одного какого-либо режима управления, например, для проведения технического обслуживания, должны быть заблокированы все другие каналы управления, за исключением канала (кнопки) аварийного останова. В том случае, если некоторые функции используются многократно, должны быть обеспечены соответствующие коды доступа к ним.

В процессе эксплуатации система управления должна осуществлять управление следующими функциями и параметрами:

- процедурами нормального запуска, включения, отключения и останова ВЭУ;
- ограничением активной мощности;
- поддержанием рабочего диапазона частоты вращения;
- подключением электрической нагрузки;
- поддержанием уровня напряжения путем регулирования величины генерации или потребления реактивной мощности;
- отключением ВЭУ в случае отключения электрической сети или электрической нагрузки;
- повторным автоматическим запуском после отключения (в предусмотренных случаях);
- ограничением закручивания кабеля;
- для ВЭУ с горизонтальной осью вращения – установкой по ветру.

Система защиты должна срабатывать в случае отказа системы управления или в результате внутренних или внешних отказов и повреждений, а также в случае возникновения опасных ситуаций, при которых рабочие параметры ВЭУ не могут быть удержаны в допустимых пределах. После включения ВЭУ система защиты должна удерживать ВЭУ в безопасном состоянии.

Величина порога включения (уставки срабатывания) системы защиты должна быть установлена таким образом, чтобы контролируемый параметр не превысил пределы проектных значений.

Система защиты должна срабатывать (включаться) в следующих случаях:

- превышение наибольшей расчетной частоты вращения ВК;
- перегрузка генератора или его повреждение;
- превышение допустимого уровня вибраций;
- превышение допустимого уровня температур;
- нарушение в системе управления с угрозой невыполнения нормального отключения;
- отключение от внешней сети или потеря электрической нагрузки;
- превышение допустимого угла закручивания кабеля вследствие нарушения в работе системы ориентации гондолы на ветер (для горизонтально осевых ВЭУ).

Основным функциональным требованием, предъявляемым к системе защиты, является способность выведения ВК в состояние покоя или холостого хода из любого рабочего состояния. Система защиты в соответствии с МЭК 61400-1 [5] может состоять из одной системы или быть комбинацией нескольких систем (механической, электрической или аэродинамической). Как минимум одна из перечисленных систем должна воздействовать на низкоскоростной вал или ВК ВЭУ.

В соответствии с МЭК 61400-1 [5] возвращение любой кнопки аварийного останова в исходное положение, последовавшее в результате воздействия на нее, должно требовать выполнения определенной последовательности действий и не должно приводить к повторному пуску ВЭУ, а лишь разрешать повторное включение.

В процессе эксплуатации ВЭУ детали и узлы с ограниченным сроком службы должны осматриваться через предусмотренные инструкцией по эксплуатации интервалы времени. Системы управления и защиты должны обеспечивать способы уменьшения рисков от скрытых повреждений или отказов.

В соответствии с МЭК 61400-1 [5] детали и узлы с ограниченным сроком службы должны разрушаться или приходить в состояние отказа безопасным способом или их состояние должно находиться под постоянным автоматическим контролем; в любом случае их отказ должен приводить к нормальному отключению машины.

Цель СУ ВЭС – обеспечение безопасной и автоматической работы всей ВЭС в целом. Это уменьшает эксплуатационные расходы, обеспечивает динамический режим ВЭУ, улучшает качество электрической энергии и помогает гарантировать безопасную работу ВЭС.

4.5. Состав системы управления ВЭУ и ВЭС

Режимы работы ВЭС проектируются с целью обеспечения максимума годовой выработки при минимизации нагрузок на ВЭУ. Компоненты системы управления представлены на рис. 4.8.

СУ ВЭС делятся, если не физически, то функционально на три отдельных части:

- 1) контроллер, который управляет ВЭУ в составе ВЭС – СУ станционного уровня;
- 2) контроллер для каждой отдельной ВЭУ – СУ агрегатного уровня;
- 3) регуляторы для управления различными подсистемами ВЭУ.

Контролер ВЭС может включать / выключать отдельные ВЭУ в работу и координировать работу всех ВЭУ в составе ВЭС. Функции, возлагаемые на контроллер ВЭУ: текущий контроль эксплуатационных условий – режима работы ВЭУ (выработка мощности, отключение и т.д.), мониторинг ветровых условий, осуществление пуска и остановки ВЭУ оптимальным образом. Регуляторы для разных компонентов ВЭУ осуществляют непрерывное регулирование лопастей, управление потоком мощности в силовых электронных преобразователях и т.д.

Контроль механических и электрических процессов требует наличия пяти главных компонентов (рис. 4.9):

- физический процесс (например, зависимость $M_{вр}(\varphi)$), который имеет точки воздействия и может быть изменен;
- приводы или компоненты для того, чтобы вмешаться в процесс для изменения режима системы;
- усилители мощности обеспечивают необходимую мощность для срабатывания системы управления;

- контроллер на жесткой логике или программируемый, определяющий целесообразные действия по управлению;
- чувствительные элементы для оценки состояния системы и передачи сигналов в систему управления.

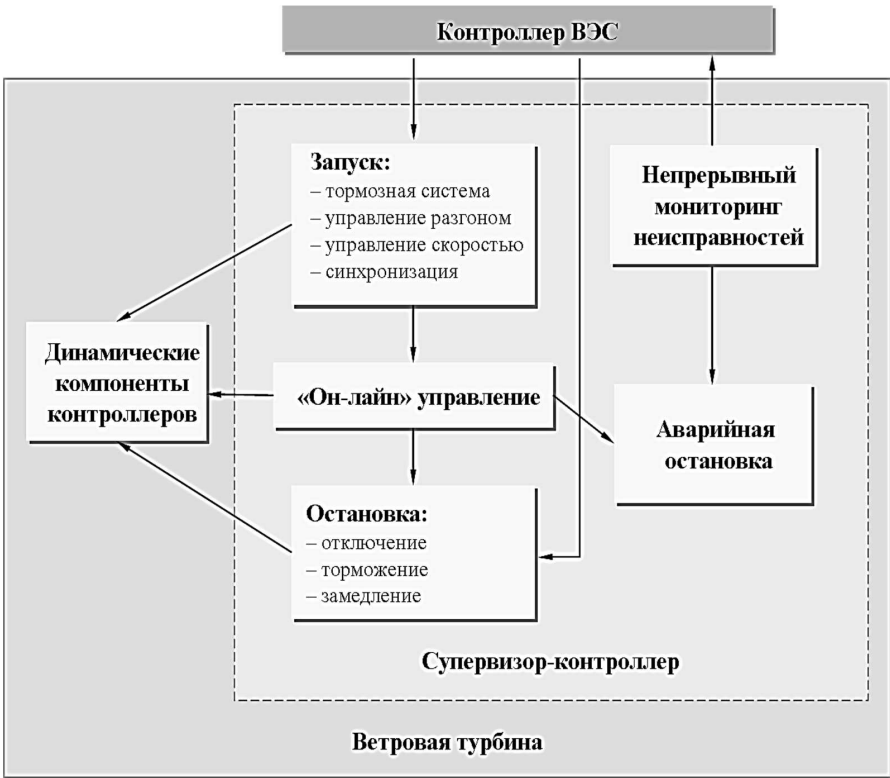


Рис. 4.8. Компоненты системы управления ВЭС

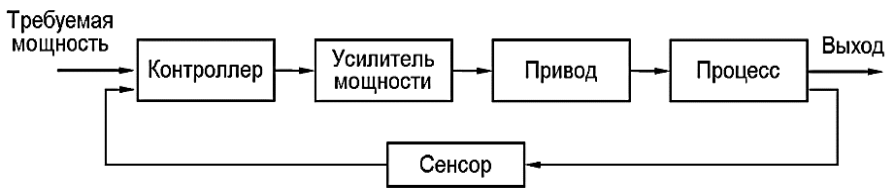


Рис. 4.9. Основные компоненты системы управления ВЭС

На крупной современной ВЭУ имеется много сенсоров, характеризующих важные аспекты работы ветровой турбины. Измеряемые величины могут включать в себя:

- температура (масло коробки передач, масло системы гидравлики, подшипники генератора и коробки передачи, окружающего воздуха, электроники);
- состояние или положение (поворот лопастей, положение гондолы, направление ветра);
- электрические характеристики (мощность, ток, напряжение, частота, режим работы преобразователя);
- движение, усилие, напряжение (ускорение главного вала, напряжение в башне, вращающий момент вала, вибрации, изгибающий момент основания лопасти);
- параметры системы гидравлики (управленческое и пневматическое давление, уровни масла);
- влияние окружающей среды (обледенение элементов ВЭУ, влажность, молнии);
- скорости (частота вращения ротора, генератора, скорость ветра, система поворота гондолы, направление ветра).

Система измерения характеристик ветра является одной из важнейших, определяя режимы работы всей ВЭС: функционирование системы управления скоростью вращения ВК и моторизированной системы поворота гондолы по направлению ветра. Точка расположения измерительных приборов должна выбираться очень тщательно, ведь в непосредственной близости от ВЭУ значительно влияние вращающегося ВК и других элементов ВЭУ (рис. 4.10).

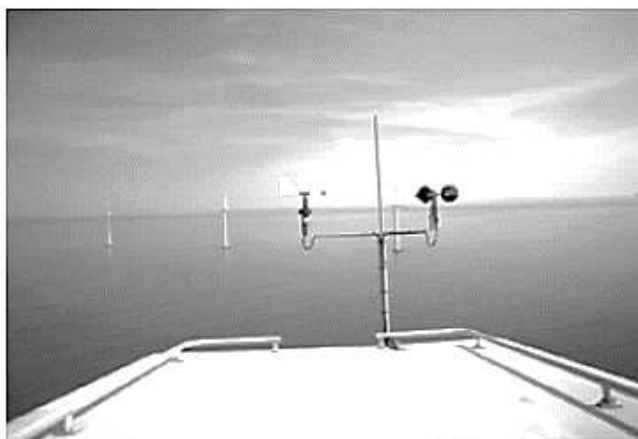


Рис. 4.10. Внешний вид анемометра и флюгера системы измерения скорости ветра [6]

В идеале для снижения влияния самой ВЭУ на точность измерения скорости и направления ветра точка измерения должна располагаться на отдельной метеовышке. Однако, хотя точность измерения параметров ветра и улучшается, это не решает проблему получения этих параметров в точке самой ВЭУ ввиду больших расстояний между ВЭУ и метеовышкой.

Учитывая указанные недостатки, были предложены способы учета влияния элементов ВЭУ на поток воздуха и сегодня оперативные измерения ветра проводятся на крыше гондолы.

Система измерения характеристик ветра состоит из двух частей: датчиков и системы обработки данных. Существует большое разнообразие датчиков скорости ветра (применяются, как правило, чашечные анемометры), направление ветра определяется небольшим флюгером. Измеренные данные обрабатываются в электронном виде; определяются за некоторый промежуток времени (порядка 10–20 с) и передаются в СУ поворотом гондолы и pitch-системы. Для адаптации СУ к характеристикам ВЭУ и особенностям местных ветров должны использоваться программируемые контроллеры.

Стоит отметить, что при эксплуатации ВЭУ для корректной оценки мощности ВЭУ могут быть использованы способы, рекомендуемые к применению при проектировании ВЭС и рассмотренные, например, в [7].

Контроллеры (регуляторы) ВЭУ, обеспечивающие связь между данными о состоянии системы и воздействием на это состояние от СУ, могут быть реализованы в нескольких видах:

- механические устройства, такие как «хвост» ВЭУ, пружины, грузы центробежного регулятора и др. Могут использоваться для управления лопастями, положением гондолы и скоростью вращения;
- электромеханические устройства обеспечивают прямое соединение управляющего сигнала чувствительного элемента и управляющего устройства (например, подача питания от сенсора на реле или переключатели);
- электронные и компьютерные системы могут использовать как аналоговые, так и цифровые входы / выходы, могут быть запрограммированы для выполнения сложных логических операций и обеспечивают необходимую скорость реакции на разные входные воздействия.

Выбор того или иного вида контроллера СУ зависит от размеров и сложности ВЭУ (ВЭС). Малые ВЭУ обычно управляются СУ на основе механических устройств или жесткой логики; в крупных ВЭУ используются более сложные программируемые системы.

СУ на основе электромеханических устройств реализуют наиболее простые управляющие стратегии. Эти СУ базируются на основе следующих компонентов:

- промышленные реле со многими выходами;
- промышленные таймеры с релейными контактами;
- общие силовые системы.

Пример простой СУ такого типа для малой ВЭУ представлена на рис. 4.11. СУ ВЭУ контролирует следующие элементы ВЭУ:

- асинхронный генератор;
- тормоз, который размыкается при подаче давления воздуха от бака накопителя;
- компрессор, который снабжает бак-накопитель, включается при снижении давления в баке;
- вибрационный выключатель;
- датчик скорости ветра (закрывает контакты при $V_{\min} < V < V_{\max}$).

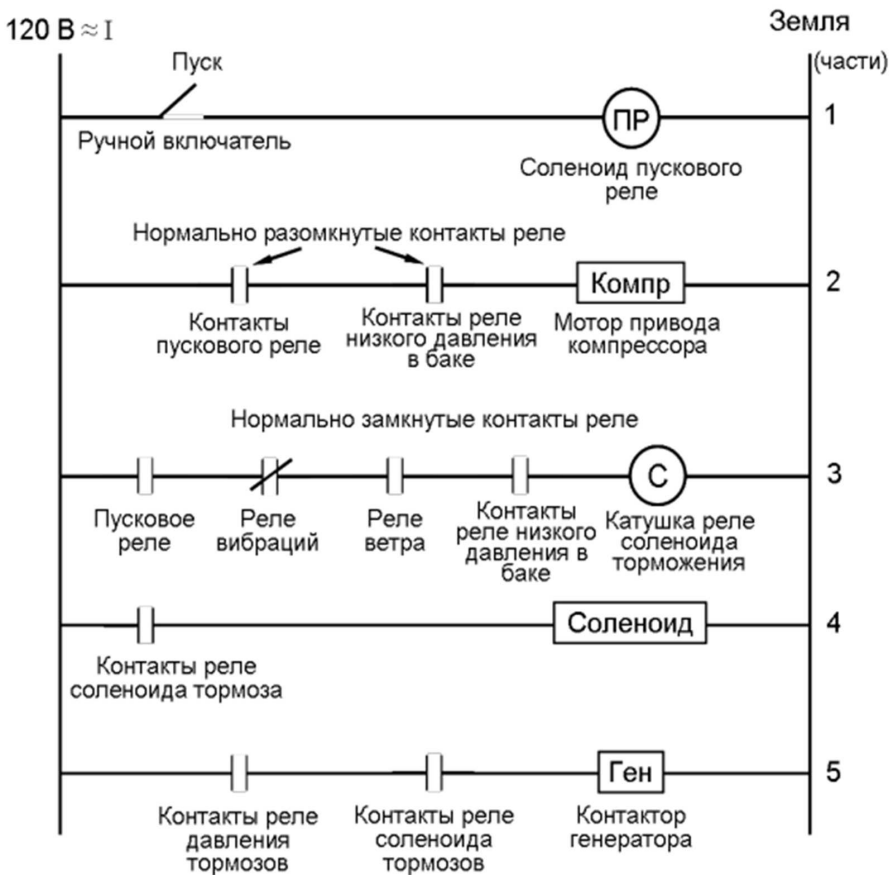


Рис. 4.11. Пример системы управления малой ВЭУ, построенной на основе реле

Выключением кнопки «Пуск» подается питание на пусковое реле (ПР). При включенном ПР реле низкого давления включает компрессор при низком давлении в баке и отключает при достижении нормального давления. При включенном ПР, достаточном давлении в баке, отсутствии вибраций и допустимой скорости ветра запускается реле тормоза, подающего давление в тормоза, чтобы «отпустить» их. Другие контакты на этом реле замыкают контакты генератора. После этого турбина ускоряется до рабочей скорости и начинает выдавать мощность. Если скорость ветра снижается $V < V_{\min}$, выключается реле ветра, соленоид тормозов закрывается, прекращая подачу воздуха в тормоза (торможение) и отключая от сети генератора.

СУ на основе электронных схем (жесткая логика) могут реализовать большее число и более сложные функции управления.

Сегодня большинство крупных ВЭУ используют компьютерные СУ на основе программируемых логических контроллеров, разработанных для работы в сложных условиях окружающей среды и с возможностью работы с другими промышленным оборудованием.

Если управляющий сигнал от контроллера не имеет достаточной мощности, чтобы управлять силовым приводом, то необходимо применение усилителя мощности между контроллером и исполнительным механизмом. На практике используются усилители различных типов:

- переключатели – ими можно управлять малым током переключая большие токи (реле, контакторы, силовые электронные выключатели (транзисторы), гидравлические усилители);

- электрические усилители – непосредственно усиливают контролируемое напряжение или ток до того уровня, который может привести в действие исполнительные механизмы;

- гидроприводы (насосы) – обеспечивают высокое давление жидкости, которым можно управлять клапанами с наибольшей требуемой мощностью.

Исполнительные механизмы ВЭУ включают в себя:

- электромеханические устройства – двигатели на постоянном токе, шаговые двигатели, электродвигатели на переменном токе с преобразователями частоты, электромагниты;

- гидравлический привод (поршни) часто используются в системах, где требуется большая мощность и быстрое действие;

- электрические нагреватели и вентиляторы для управления температурой в ВЭУ.

Действием регулятора СУ могут быть затронуты такие основные процессы в ВЭУ как изменение аэродинамического или генераторного момента, управление тормозами и поворот гондолы.

Ниже перечислены основные требования, предъявляемые к любым системам регулирования ВЭУ.

Регулятор должен обеспечивать устойчивость процесса регулирования и отсутствие медленно затухающих колебаний. При работе ВЭУ с синхронным генератором на сеть, нагрузка которой превышает номинальную мощность ВЭУ, ветродвигатель, помимо регулятора скорости вращения, должен иметь регулирование, ограничивающее крутящий момент на ВК при увеличении скорости ветра сверх расчетной.

Кроме того, ко всем регуляторам ветродвигателей предъявляются требования эксплуатационной надежности, компактности, удобства размещения на двигателе и дешевизны изготовления.

Управление разворотом ВЭУ характеризуется двумя противоречивыми целями. С одной стороны, отклонение ротора от направления ветра должно быть минимальным, чтобы избежать потери мощности. С другой стороны, система разворота гондолы не должна реагировать слишком чутко на изменение направления ветра, чтобы избежать непрерывных небольших передвижений, из-за которых увеличивается износ механических компонентов ВЭУ. Оптимальное решение определяется свойствами конкретной ВЭУ и особенностями местных ветровых условий.

Для примера на рис. 4.12 представлена операционная диаграмма, показывающая диапазоны работы СУ поворотом гондолы.

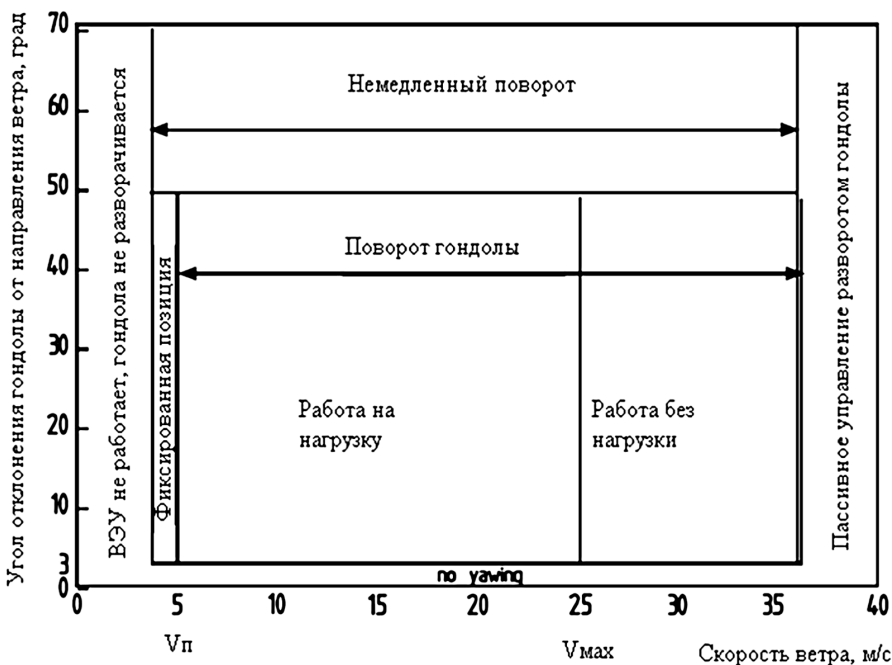


Рис. 4.12. Зоны работы системы управления разворотом гондолы

Система измерения ветра обеспечивает получение среднего значения направления за интервал времени $t = 10$ с. Это значение сравнивается с положением гондолы каждые 2 с. Если отклонение меньше 3 градусов, то изменения положения не происходит. Если отклонение 3–10 градусов, то разворот производится в течении 60 с. Если угол 10–20 градусов – в течении последующих 20 с. При отклонении больше, чем 50 градусов гондола разворачивается немедленно.

Вне зависимости от настроек СУ разворотом гондолы будут иметь место временные отклонения от направления ветра. Это приводит к потерям мощности, что составляет 1–2% годовой выработки энергии.

Еще одним ограничением СУ разворотом гондолы является скорость поворота гондолы. Из-за возникающего гироскопического момента скорость поворота гондолы ограничивается как правило на уровне 0,5 град./сек.

Торможение и остановка ВЭУ производится с помощью тормозной системы при высоких или низких скоростях ветра. Обычно применяются пружинные, гидравлические или пневматические тормоза. Так же возможно создание тормозного момента за счет дополнительного электрического момента на генераторе рис. 4.13.

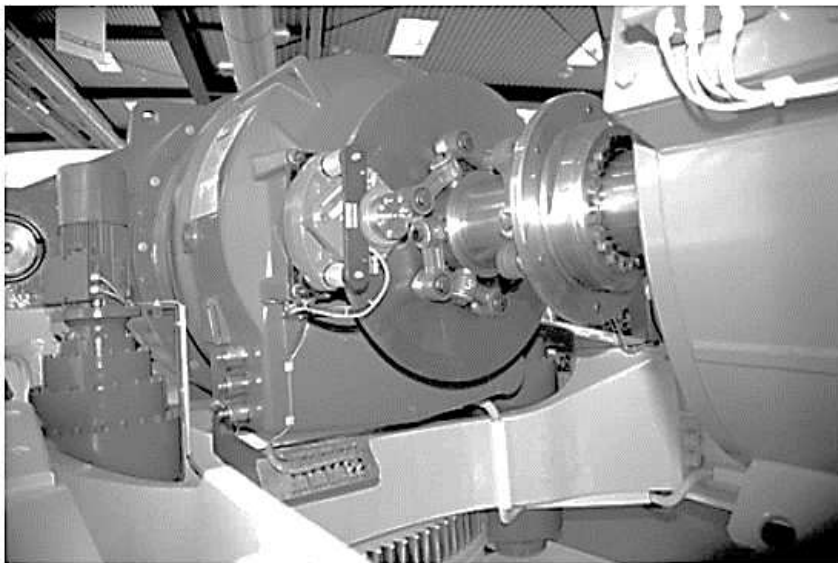


Рис. 4.13. Внешний вид дискового тормоза, размещённого на валы ветроколеса [6]

Генераторный момент может регулироваться за счет технических средств генератора, связанного с сетью. Или независимо управляется с помощью силовых электронных преобразователей.

Контрольные вопросы и задания

1. Как выглядят рабочие характеристики ВК (вращающего момента и мощности от скорости вращения)?
2. Чем вызвана необходимость регулирования ветродвигателя?
3. Укажите основные компоненты системы управления ВЭУ и какую функцию выполняет каждый из них.
4. Какие существуют основные подходы к регулированию ветродвигателя?
5. Как осуществляется регулирование ветродвигателя выводом ветроколеса из-под ветра?
6. Каковы особенности ВЭУ с асинхронными генераторами?
7. Каковы особенности ВЭУ с синхронными генераторами?
8. Каковы требования к системам управления ВЭУ?
9. Как выглядит иерархическая структура системы управления ВЭС?
10. В чём заключается свойство самовыравнивания?
11. Каковы особенности работы системы управления разворотом гондолы?

Список литературы

1. Фатеев, Е.М. Ветродвигатели и ветроустановки / Е.М. Фатеев. – М.: ОГИЗ – СЕЛЬХОЗГИЗ, 1948.
2. ГОСТ Р 51991-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.
3. ГОСТ Р 54433-2011. Национальный стандарт Российской Федерации. Возобновляемая энергетика. Ветроэлектростанции. Требования по безопасности при эксплуатации.
4. СТО 70238424.27Л00.061-2009. Ветроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.
5. ГОСТ Р 54418.1-2012 (МЭК 61400-1:2005) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч. 1. Технические требования.
6. Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics // Springer Berlin, Heidelberg, 2013.
7. ГОСТ Р 70928-2023. Возобновляемая энергетика. Ветроэлектрические станции. Рекомендации по определению ветроклиматических характеристик и технико-экономических показателей малых ветроэнергетических установок.

5. КЛИМАТИЧЕСКИЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕТРА И МЕТОДЫ ИХ РАСЧЕТА

5.1. Термины и определения

Ветер – в метеорологии – движение воздуха относительно земной поверхности. Ветер возникает в результате неравномерного распределения атмосферного давления и направлено от области высокого давления к области низкого давления. Основной причиной движения воздуха является сила градиента давления, которая имеет как горизонтальную, так и вертикальную составляющую. Так как вертикальная составляющая градиента давления с высокой степенью точности уравновешивается силой тяжести, то под ветром обычно понимают только горизонтальную составляющую этого движения, ее же и определяют на метеорологических станциях (МС).

Ветер – векторная величина. В полярных координатах вектор ветра имеет две составляющих: модуль вектора, или скорость ветра, и его направление. Вследствие непрерывного изменения давления во времени и пространстве скорость и направление ветра постоянно изменяются.

Скорость ветра общепринято выражать в: метрах в секунду (м/с); километрах в час (км/ч); при морских наблюдениях – в узлах (морская миля/ч) или баллах по шкале Бофорта от 0 до 12 (табл. 5.1). Нетрудно рассчитать, что $1 \text{ м/с} = 3,6 \text{ км/ч} = 1,94 \text{ узла}$ (1 морская миля = 1852 м).

Обычно скорость ветра измеряют анемометрами, в редких случаях – флюгером. Датчики этих приборов установлены на специальных мачтах высотой $\approx 10 \text{ м}$. Также скорость ветра можно определить по признакам в окружающей среде, указанным в табл. 5.1.

Направление ветра определяется азимутом точки горизонта, откуда ветер дует. Азимут определяют в угловых градусах от севера в направлении движения часовой стрелки или в румбах в соответствии с 16 делениями горизонта ($1 \text{ румб} = 22,5^\circ$).

Для обозначения направления ветра в румбах применяют восемь основных направлений (румбов): С, СЗ, З, ЮЗ, Ю, ЮВ, В, СВ, а также 8 промежуточных румбов между ними – ССВ, ВСВ, ВЮВ, ЮЮВ, ЮЮЗ, ЗЮЗ, ЗСЗ, ССЗ. Направление зависит от распределения давления и от отклоняющего действия вращения Земли (силы Кориолиса).

На формирование ветра также оказывает влияние множество других факторов таких, как формы земной поверхности, встречающихся искусственных и естественных препятствий, состояние стабильности атмосферы и т.д.

Таблица 5.1

Сила ветра по шкале Бофорта и ее влияние на ВЭУ и условия их работы

Баллы Бофорта	Скорость ветра, м/с	Характеристика ветра	Наблюдаемые эффекты действия		Воздействие ветра на ВЭУ	Условия работы ВЭУ при средней скорости ветра
			Штгль	Дым из труб поднимается вертикально		
0	0,0 – 0,4	Штгль	Дым поднимается не совсем отвесно, но флюгеры неподвижны. На воде появляется рябь	Нет	Отсутствуют	Отсутствуют
1	0,4 – 1,8	Тихий	Ветер ощущается лицом, шелестят листья, на воде отчетливое волнение	Нет		
2	1,8 – 3,6	Легкий	Колеблются листья на деревьях, на отдельных волнах появляются барашки (гребни)	Вращаются тихоходные ветроколеса	Удовлетворительные условия для насосов и некоторых ВЭУ	Хорошие условия для работы ВЭУ
3	3,6 – 5,8	Слабый	Коллеблются тонкие ветви деревьев, на воде много барашков	Начинают вращаться колеса ВЭУ		
4	5,8 – 8,5	Умеренный	Начинают раскачиваться листовые деревья, все волны в барашках	Мощность ВЭУ – 30% проектной	Очень хорошие условия для работы ВЭУ	Очень хорошие условия для работы ВЭУ
5	8,5 – 11	Свежий	Раскачиваются большие ветки деревьев, гудят телефонные провода, пенятся гребни волн	Мощность близка к максимальной		
6	11 – 14	Сильный	Все деревья раскачиваются, с гребней волн срывается пена	Максимальная мощность	Пределы допустимые	Пределы допустимые
7	14 – 17	Крепкий	Ломаются ветки деревьев, трудно идти против ветра, с волн срываются клочья пены	Ряд ВЭУ начинает отключаться		
8	17 – 21	Очень крепкий	Небольшие разрушения, срываются дымовые трубы	Все ВЭУ отключаются	Пределы допустимые	Пределы допустимые
9	21 – 25	Шторм	Значительные разрушения, деревья вырываются с корнем	Пределные нагрузки		
10	25 – 29	Сильный шторм	Широкомасштабные разрушения	Повреждения некоторых ВЭУ	Пределы допустимые	Пределы допустимые
11	29 – 34	Жестокий шторм	Опустошительные разрушения	Серьезные повреждения ВЭУ		
12	>34	Ураган				

5.2. Классификация климатических характеристик ветра

Для эффективного использования ветровой энергии необходимо иметь исчерпывающую информацию о ветре как о природном процессе и источнике энергии. Для этого требуются специальные характеристики, учитывающие природную структуру ветра и практические возможности использования энергии ветра, которые в соответствии с РД 52.04.275–89 [1] подразделяются на три части. К первой относятся общие климатические характеристики, необходимые для оценки теоретического ветроэнергетического потенциала:

- временные вариации скорости ветра;
- средняя скорость ветра \bar{V} , м/с;
- повторяемость скорости ветра $t(V)$, %;
- продолжительность (обеспеченность) скорости ветра $O(V)$, %;
- повторяемость направлений ветра («роза» ветров) $t(\vec{V})$, %;
- поправочные коэффициенты, учитывающие изменение ветра по территории вследствие неоднородности подстилающей поверхности;
- вертикальный профиль средней скорости ветра;
- максимальная скорость ветра V_e^{\max} ;
- удельная мощность $N_{уд}$ и удельная энергия ветра $\mathcal{E}_{уд}$;
- ветроэнергетические ресурсы района.

Ко второй части относятся специализированные климатические характеристики, с помощью которых можно выбрать оптимальные режимы работы ВЭУ, т.е. характеристики для оценки технических ветроэнергетических ресурсов. К ним относятся:

- повторяемость диапазона скоростей, когда ВЭУ работает в режиме номинальной мощности (далее – диапазон номинального режима);
- повторяемость энергетических затиший, т.е. скорости ветра ниже определенного уровня, когда электроэнергия ВЭУ не вырабатывается;
- повторяемость диапазона «буревых» (опасных) скоростей, когда ВЭУ отключается во избежание поломки лопастей (выработка электроэнергии также равна нулю);
- непрерывная продолжительность диапазона рабочих скоростей, диапазона номинального режима, энергетических затиший.

К третьей части климатической информации относятся характеристики для расчета конструкций ВЭУ на прочность и устойчивость (воздействия ветра). Они включают в себя:

- расчетное ветровое давление (ветровой напор) и его изменение по высоте сооружения;
- интенсивность турбулентности и коэффициент порывистости ветра;

- ускорение ветра в порыве;
- расчетные экстремальные значения гололедно–изморозевых отложений на поверхности опор и лопастей ВЭУ.

Третий тип климатических характеристик ветра необходим для расчета конструкций ВЭУ на прочность и устойчивость, что не является объектом рассмотрения данного учебника. Ниже приводится описание первого типа климатических характеристик ветра, на базе которых осуществляется расчет основных энергетических характеристик ветра – удельной мощности и энергии ветрового потока.

Средняя скорость ветра \bar{V} определяется как средняя арифметическая величина, полученная из ряда замеров скорости ветра V_i , сделанных через равные промежутки времени Δt в течение периода времени T , продолжительность которого может изменяться от нескольких секунд до многих лет. Среднегодовое значение скорости ветра \bar{V}_0 является основной исходной характеристикой общего уровня интенсивности ветра в рассматриваемом месте и по ней в первом приближении можно судить о перспективности использования ветровых ресурсов. На первых этапах развития ветроэнергетики для системных ВЭУ принимались следующие ориентировочные значения среднегодовой скорости ветра в рассматриваемой географической точке A (φ_A^0, ψ_A^0) на высоте флюгера: $\bar{V}_0 > 5$ м/с – хорошие условия для использования энергии ветра; $\bar{V}_0 < 4$ м/с – не рекомендуется использование энергии ветра; 4 м/с $< \bar{V}_0 < 5$ м/с – требуется экономическое обоснование для целесообразности использования энергии ветра [1, 2, 3]. Однако следует учитывать, что в современных условиях среднегодовые скорости ветра необходимо приводить к высоте, равной высоте оси ветроколеса, которая для современных наземных ВЭУ достигает 160 метров и более. При определении средней скорости ветра в любой географической точке на высоте оси ветроколеса ВЭУ необходимо учитывать поправочные коэффициенты на рельеф (учитывающие изменение ветра по территории вследствие изменений физико-географических условий местности) и высоту (вертикальный профиль средней скорости ветра).

Временная изменчивость средней скорости ветра связана с регулярными геофизическими процессами, определяющими устойчивое изменение погодных условий в течение суток (вращение земли вокруг своей оси и соответствующее периодическое изменение радиационного баланса земной поверхности) и года (наклон оси вращения земли и вращение земли по эллиптической орбите вокруг солнца с соответствующими внутригодовыми колебаниями солнечной энергии, приходящей к земле, и соответствующими изменениями общей циркуляции атмосферы). Временные вариации скорости ветра по длительности можно разделить на следующие категории: многолетние; годовые; суточные; краткосрочные. Временные вариации скорости ветра наиболее заметно проявляются в приземном (толщиной в несколько сотен метров) слое атмосферы, с удалением от поверхности земли их амплитуда уменьшается [1, 2].

Повторяемость скорости ветра $t(V)$ (в о.е. или %) показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода T (от нескольких минут до многих лет) дули ветры с той или иной скоростью. С помощью этой характеристики выявляется энергетическая ценность ветра и находятся основные энергетические показатели, определяющие эффективность и целесообразность использования энергии ветра. Расчет проектной выработки сетевых ВЭУ может производиться по повторяемости скорости ветра $t(V)$.

Продолжительность (обеспеченность) скорости ветра $O(V)$ – продолжительность времени (в о.е., % или часах) в течение рассматриваемого периода времени T , когда скорость ветра равна или больше любой заданной. Как правило, эта характеристика используется при определении выработки сетевых ВЭУ.

Повторяемость направлений ветра («роза» ветров) $t(\vec{V})$ показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода T дули ветры того или иного направления. В разных СБД по ветру направление ветра задается либо в градусах (от 0° до 360° по часовой стрелке от севера), либо по восьми 45–градусным (иногда по шестнадцати 22,5–градусным) основным направлениям (румбам): север – С, северо–восток – СВ, восток – В, юго–восток – ЮВ, юг – Ю, юго–запад – ЮЗ, запад – З, северо–запад – СЗ. Как правило, в характеристике $t(\vec{V})$ направление ветра указывается в румбах. Правильный учет направлений ветра играет важную роль в определении оптимального расположения ВЭУ на местности, особенно в горных условиях и вблизи зданий, т.е. когда возможно их затенение при некоторых направлениях ветра. Также рекомендуется учитывать направление ветра при приведении данных по скорости в конкретной географической точке по данным ближайшей МС.

Важным показателем режима ветра является и *максимальная скорость ветра* V_e^{\max} , которая используется при выполнении расчетов на прочность отдельных узлов и элементов ВЭУ. Ошибка в определении максимальной скорости приводит, с одной стороны к излишнему запасу прочности и утяжелению конструкции ВЭУ, с другой, наоборот, к созданию недостаточно прочных установок, следствием чего могут быть их разрушения. В таблице 5.2, в качестве примера, приведены рекордные зафиксированные максимальные скорости ветра на Земле.

В прикладной климатологии о максимальной скорости ветра принято говорить, как о скорости, возможной один раз в заданное число лет. При повторяемости 1 раз в 20 лет значения максимальной скорости достигают 50–52 м/с на высоте 10 м и увеличиваются до 52–55 м/с на высоте 100 м. При переходе к повторяемости один раз в 10 лет на высоте 100 м происходит снижение максимальной скорости до 49–50 м/с [4, 5]. Эти данные относятся к наиболее ветреным районам севера европейской части России – побережье и острова Баренцева моря. В таблице 5.3 приведены максимальные скорости ветра для регионов России по результатам наблюдений за пять, двадцать и пятьдесят лет [4].

Максимальные наблюдаемые скорости ветра на Земле*

Рекорд	Скорость ветра	Место	Дата
Самое ветреное место	322 км/ч (89,3 м/с)	Бухта Содружества, Антарктида	Периодически
Максимальная скорость приземного ветра (возвышенная местность)	372 км/ч (103 м/с)	Гора Вашингтон, Нью-Гемпшир, США	12 апреля 1934 г.
Максимальная скорость приземного ветра (низменные участки)	333 км/ч (92,5 м/с)	Туле, Гренландия	8 марта 1972 г.
Максимальная скорость ветра в торнадо (измерена с помощью радара)	512 км/ч (142,2 м/с)	Оклахома-Сити, Оклахома, США	3 мая 1999 г.

*Источник <http://www.astrolab.ru>

В «Методических указаниях по расчету климатических нагрузок» в соответствии с ПУЭ–7 и построению карт климатического районирования» [5] приводится один из методов определения V_e^{\max} , основанный на использовании годовых максимумов скоростей, который также нашел широкое применение в США. Для определения нормативной максимальной скорости V_e^{\max} проводится статистическая обработка ряда максимальных годовых скоростей ветра и строится интегральная повторяемость максимальных годовых скоростей, для аппроксимации которой используется I предельное распределение Гумбеля.

Таблица 5.3

**Максимальные скорости ветра для регионов России
по результатам наблюдений за пять, двадцать и пятьдесят лет**

Регион (город)	Максимальная скорость ветра, м/с		
	За 5 лет	За 20 лет	За 50 лет
<i>Алтайский край</i>			
Барнаул	35	42	48
Камень на Оби	29	35	39
Рубцовск	30	36	41
<i>Краснодарский край</i>			
Армавир	31	37	42
Бейск	30	36	41
Новороссийск	42	50	57
Сочи	28	33	38

Окончание табл. 5.3

Регион (город)	Максимальная скорость ветра, м/с		
	За 5 лет	За 20 лет	За 50 лет
<i>Красноярский край</i>			
Абакан	30	36	41
Ачинск	31	37	42
Боготол	29	35	39
Диксон	42	50	57
Дудинка	32	38	44
Норильск	40	48	55
<i>Приморский край</i>			
Владивосток	37	44	50
Находка	45	54	62
<i>Ставропольский край</i>			
Пятигорск	26	31	38
Ставрополь	43	52	59
Черкесск	42	50	57
<i>Хабаровский край</i>			
Комсомольск–на–Амуре	28	33	38
Охотск	29	32	37
Хабаровск	29	32	37
<i>Другие регионы</i>			
Анадырь	45	53	62
Ростов–на–Дону	26	31	35
Малые Кармакул	68	84	92
Воркута	30	36	41
Петрозаводск	26	31	35
Канин Нос	35	42	48
Рязань	26	31	35
Уфа	40	48	55
Саратов	28	33	38
Новосибирск	26	31	35
Сургут	26	31	35

5.3. Основные источники исходной информации по ветровым ресурсам и методы их получения

5.3.1. Метеорология и основные этапы ее развития

Изучением всех особенностей ветровых ресурсов на Земле занимается *метеорология*. Метеорология изучает различные физические явления и процессы, протекающие в земной атмосфере. Основной задачей метеорологии является измерение метеорологических величин и изучение их закономерностей. К *метеорологическим величинам* относятся: температура и влажность воздуха, атмосферное

давление, скорость и направление ветра, количество и высота облаков, количество осадков и др. Особый интерес для ветроэнергетики представляет знание данных о скорости и направлении ветра, а также температуре и атмосферном давлении. Основным методом исследования, применяемым в метеорологии, является наблюдение. *Метеорологические наблюдения* – это измерения и качественные оценки метеорологических величин. Метеорологические наблюдения над состоянием атмосферы вне приземного слоя и до высот около 40 км носят название *аэрологических наблюдений*.

Ниже приводится краткая характеристика основных этапов развития научной метеорологии в мире и России, начало которой ведется с XVII века.

В XVII веке были заложены основы физики, частью которой на первых порах являлась метеорология. Тогда же Галилеем и его учениками были изобретены первые метеорологические приборы и появилась возможность проводить инструментальные наблюдения. Они и начались во второй половине XVII века и в первой половине XVIII века в немногих населенных пунктах Европы, а также в морских плаваниях. В это же время возникли на их основе первые метеорологические теории. К середине XVIII столетия Ломоносов уже считал метеорологию самостоятельной наукой со своими задачами и методами; он сам создал первую теорию атмосферного электричества, разрабатывал метеорологические приборы, высказал ряд важных соображений о климате и о возможности научного предсказания погоды.

Во второй половине XVIII века была организована по частной инициативе международная сеть метеорологических станций в Европе (свыше 30 станций), функционировавшая 12 лет. Ее наблюдения были опубликованы и стимулировали дальнейшее развитие метеорологических исследований.

В начале XIX столетия возникают первые государственные сети станций и трудами А. Гумбольдта и Г.В. Дове в Германии закладываются основы климатологии. Около 1820 г. Г.В. Брандес в Германии составлял первые синоптические карты, а после изобретения телеграфа, с пятидесятих годов, по инициативе знаменитого астронома У. Лаверьё во Франции и адмирала Р. Фицроя в Англии синоптический метод исследования атмосферных процессов быстро вошел в общее употребление. На его основе возникли служба погоды и новая отрасль метеорологической науки – синоптическая метеорология.

К середине XIX века относится и организация первых метеорологических, институтов, в том числе Главной физической (ныне геофизической) обсерватории в Петербурге (1849 г.). Ее директору с 1868 по 1895 г. Г.И. Вильду принадлежит историческая заслуга организации образцовой метеорологической сети в России и ряд капитальных исследований климатических условий страны. Его помощник и позднее директор обсерватории М.А. Рыкачев был организатором службы

погоды в России (в начале семидесятых годов). В этот период были заложены основы динамической метеорологии, т.е. применения законов гидромеханики и термодинамики к исследованиям атмосферных процессов. Большой вклад в эту отрасль метеорологии был сделан в то время В. Феррелем в США, Г. Гельмгольцем и рядом других ученых в Германии. В это же время исследование климата в тесной связи с общей географической обстановкой было сильно продвинуто трудами великого русского географа и климатолога А.И. Воейкова, а также Ю. Ханна в Австрии, В. Кепшена в Германии и др. Международное сотрудничество в области метеорологии началось во второй половине XIX века. В 1873 г. состоялся первый международный метеорологический конгресс, заложивший основы Международной метеорологической организации с регулярно созывавшимися конференциями директоров метеорологических служб, с Международным метеорологическим комитетом, работавшим в перерывах между конференциями, и с рядом международных комиссий по разным вопросам метеорологии. Особенных успехов Международная метеорологическая организация достигла за период между двумя мировыми войнами. После второй мировой войны она была восстановлена на новой основе, как Всемирная метеорологическая организация при Организации Объединенных Наций.

Развитие метеорологии в XX веке шло нарастающими темпами. Успехи динамической метеорологии были связаны в XX веке в первую очередь с трудами В. Бьеркнеса и его учеников в Норвегии, М. Маргулеса в Австрии, В. Нэпир–Шоу в Англии, А.А. Фридмана в СССР, К.Г. Россби в Швеции и США и их многочисленных учеников. Синоптическая метеорология также быстро шагнула вперед, особенно благодаря работам Г. Фиккера в Австрии, Б.П. Мультиановского в СССР, В. Бьеркнеса и его последователей во многих странах мира. Большие успехи достигнуты с начала XX века в области аэрологических исследований. Во многих странах выдвинулись выдающиеся организаторы и исследователи в этом новом направлении, в частности А. Тейсеран де Бор во Франции и Р. Ассман в Германии, открывшие существование стратосферы. Позднее стало знаменитым имя изобретателя первого радиозонда (1930 г.) – П.А. Молчанова. На основе достижений во всех указанных областях метеорологии в настоящее время быстро растут фактические знания и теоретические представления об общей циркуляции атмосферы – механизме великого круговорота воздуха на Земле. Детально исследованы климаты различных областей Земли, сильно продвинулось изучение климата Арктики и Антарктики, развивается учение о микроклимате. В СССР особенно выдвинулись своими климатологическими трудами А.А. Каминский и Л.С. Берг.

Параллельно с развитием метеорологии происходило создание и развитие метеорологической сети, появившейся в XIX веке; до этого наблюдения производились в отдельных немногочисленных населенных пунктах.

5.3.2. Основные положения по проведению метеорологических наблюдений

Метеорологические величины, в том числе и необходимые для оценки состояния ветровых ресурсов, сегодня измеряются в виде так называемых срочных наблюдений во времени в течение каждых суток на различных станциях: приземных метеорологических станциях (МС); аэрологических станциях (АЭ); космических станциях.

Все вышеперечисленные станции входят в состав Государственного комитета России по гидрометеорологии и контролю окружающей среды (Госкомгидромет). Хотя в последние годы во всем мире повышается значимость космических станций по наблюдению за окружающей средой, все же базовыми способами получения наиболее достоверной информации метеорологии, остается разветвленная в каждой стране сеть наземных станций.

Так как формирование ветровых потоков в рассматриваемой точке A (φ_A^0, ψ_A^0) или на территории S зависит и от глобальной циркуляции атмосферы, то нужно непрерывно следить за состоянием метеорологических величин на всем земном шаре у поверхности земли и на разных высотах. Достичь этого можно лишь путем создания большого числа пунктов для регулярных наблюдений по единой программе с помощью однотипных метеорологических приборов. Поэтому в каждой стране существует сеть наземных метеорологических станций. Очевидно, что указанная сеть должна быть организована на основе позиций системного подхода, где каждый наблюдательный пункт имеет определенное место в отношении его местоположения и объема наблюдений. С этой целью число и местоположение указанных станций должно быть оптимальным с точки зрения минимизации числа станций, обеспечивающих интерполяцию и экстраполяцию измеренных данных для любой точки A (φ_A^0, ψ_A^0), где планируется создание энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии. Точность указанной интерполяции или экстраполяции зависит от очень большого числа факторов. В том числе: от изменчивости измеряемого параметра, от расстояния и других географических факторов; от расстояния между станциями и т.д. Сегодня указанная сеть наземных метеорологических станций и методы проведения срочных наблюдений, в основном, отвечают требованиям климатологических расчетов. Метеорологическая сеть строится таким образом, чтобы для любой точки территории страны можно было с достаточной точностью получить данные о текущих условиях погоды и климате местности.

Все метеорологические данные по степени их изменчивости по территории Земли можно условно разделить на две группы. Первая группа включает в себя те метеоданные, которые достаточно хорошо экстраполируются на расстояние до 60–70 км от точки их измерения. Сюда включаются: температура воздуха и почва; скорость ветра; испарение; влажность воздуха; облачность; снежный покров;

продолжительность солнечного сияния. Во вторую группу входят метеоданные, которые сильно изменяются по территории. Сюда включаются: осадки; атмосферные явления и т.д. Для этой группы метеоданных требуется более «густая» сеть станций наблюдения: на равнине до 25–30 км, а в горах – до 10–15 км и менее в зависимости от особенностей горного рельефа. Сказанное выше означает, что для России с площадью ее территории в 15 млн. км² для среднего расстояния между станциями в 50 км требуется наличие около 2000 подобных станций. Измерение и наблюдение за основными метеорологическими факторами, ведется, в основном на следующих наземных стационарных станциях общего не специального назначения: гидрометеорологические обсерватории (ГМО); гидрометеорологические станции (ГМС); гидрометеопосты (ГМП). Кроме того, существуют и специальные метеорологические станции специального (закрытого общего пользования) назначения. Например, на аэродромах. Наконец, имеются и специальные актинометрические станции (АКС), которые ведут наблюдение и измерение только основных параметров солнечного излучения. Сведения о погоде в тех местах, где нет метеостанций, помогают собирать самолеты и корабли. Они снабжены аппаратурой, позволяющей фиксировать различные погодные условия по маршруту их следования. В труднодоступных районах, где невозможно постоянно держать наблюдателей за погодой, размещают автоматические метеостанции.

ГМО обычно размещаются в административных центрах областей, краев, округов и столицах автономных республик, а также на больших водохранилищах. ГМО реализуют изучение гидрометеорологических процессов и явлений в регионе своей деятельности, составляют климатологические прогнозы на разные периоды времени, обеспечивают гидрометеорологической информацией население и организации своего региона, руководят деятельностью ГМС, ГМП и АКС. В настоящее время ГМО ведут как непрерывное измерение основных гидрометеорологических параметров, так и реализуют в течение суток так называемые срочные наблюдения восемь раз в сутки через каждые три часа (00, 03, 06, 09, 12, 15, 18, 21). В крупных аэропортах наблюдения производятся ежечасно, а в некоторых – каждые полчаса. Не все метеорологические данные наблюдаются в каждый срок наблюдений. Например, количество осадков измеряется четыре раза в сутки, высота снежного покрова – один раз в сутки, плотность снега – один раз в пять дней и т. д. Обработанная за сутки информация передается в Главную Геофизическую обсерваторию (ГГО) им. А.И. Воейкова [6, 7].

ГМС – в настоящее время проводят восемь срочных измерений (через три часа) всех основных гидрометеорологических данных в сутки (ранее было всего четыре срочных наблюдения за сутки). Обработанные данные передаются в ГГО им. А.И. Воейкова.

ГМП измеряют всего два раза в сутки только данные, характерные для конкретного региона, где расположен ГМП, и передают эти данные без обработки в ГМС.

Результаты наблюдений метеорологических станций и постов в целях их сопоставления должны обладать достаточной степенью точности и однородностью. Это достигается путем использования однотипных, проверенных, одинаково установленных на всех пунктах приборов, проведением наблюдений по единой методике и в строго определенные сроки.

Координацию работы метеорологических служб разных стран осуществляет созданная в 1968 г. Всемирная Метеорологическая Организация (ВМО), основной задачей которой стало создание *Всемирной службы погоды*. Всемирную службу погоды возглавляют три мировых метеорологических центра – в Москве, Вашингтоне и Мельбурне – и 25 региональных центров. Гидрометеорологический центр России является одним из трех мировых центров [6, 7].

На сегодняшний день почти 10 000 наземных метеорологических станций (МС) и около 1100 аэрологических станций (АЭ) мира участвуют в международном обмене метеоданными, которые фиксируются ежедневно через каждые три часа по единому – гринвичскому времени (времени нулевого пояса), причем большая часть МС – 8500 и около 600 АЭ сосредоточена в Северном полушарии. Если смотреть в целом по земному шару, то «густота» метеорологической сети еще недостаточна в Арктике, Антарктике, на океанах и в ряде областей всех материков, кроме Европы. 2/3 земной поверхности составляет океан. Здесь имеется лишь несколько островных станций и «кораблей погоды». Обычные корабли часто измеряют и передают данные о температуре, давлении и ветре, измеренные на уровне корабельной рубки, причем данные об осадках они не передают.

Скорость ветра на метеорологических станциях в большинстве стран мира обычно измеряют на высоте 10 м и усредняют за 10 минут. Исключение составляют США, где скорость усредняют за 1 минуту, и Индия, где ее усредняют за 3 минуты. Большое значение имеет период усреднения, поскольку, например, скорость постоянного ветра, измеренная за 1 минуту обычно на 14% выше значения, измеренного за 10 минут.

В России сбор данных наблюдений осуществляется с более чем 1600 метеорологических, 120 аэрологических и 4500 станций и постов. Эти станции и посты расположены по всей территории РФ, в том числе в удаленных и труднодоступных районах. В обжитых районах сбор данных, в основном, осуществляется по сетям общего пользования: телефонной, сетям передачи данных, интернет. В удаленных и труднодоступных районах, где расположены около 500 наших станций, сбор осуществляется через собственные средства радиосвязи, и только последнее время началось использование спутниковых технологий сбора данных. Метеорологические данные зашифровываются специальным синоптическим кодом и передаются в региональные или областные Гидрометцентры. Оттуда данные поступают в межрегиональные центры и, в конце концов, оказываются в трех мировых центрах данных, а также эти сведения передаются метеослужбам всех стран мира для анализа, изучения,

включения в модельные расчеты, построения синоптических карт [6]. В Руководстве по глобальной системе наблюдений, выпущенном Всемирной ВМО в 2010 г., описаны все основные рекомендации по выбору площадок для измерения климатических характеристик на разной высоте в море и на берегу [7].

Синоптический код – система условных обозначений, применяемая для обмена метеорологической информацией (результатами наблюдений за состоянием атмосферы на различных уровнях, производимых на метеорологических и аэрологических станциях, включая данные метеорологических радиолокаторов и искусственных спутников Земли, анализ карт погоды и др.).

Для каждого вида информации имеется специальная кодовая форма, состоящая из символических букв или буквенных групп (обычно пятизначных), которые преобразуются в цифры, обозначающие величину или состояние описываемых метеорологических элементов. В таблице 5.4 приведены примеры синоптических кодов (METAR, КН–01) и их раскодирование.

Высота башен современных береговых ВЭУ достигает 160 м, поэтому особый интерес для ветроэнергетики представляет вертикальный профиль ветра. Наблюдения по высоте ведутся на аэрологических станциях с помощью приборов – *радиозондов*.

Система радиозондирования атмосферы (СРА) – комплекс оборудования для сбора информации о температуре и влажности воздуха, скорости и направлении ветра на различных высотах. СРА состоит из следующих компонентов: радиозонд, радиозондовая оболочка, приемное наземное устройство. Радиозонд – прибор, включающий в себя датчики температуры, влажности и давления, а также устройство для преобразования параметров окружающего воздуха, измеряемых с помощью этих датчиков, в радиотелеметрический сигнал и передачи его на приёмное наземное устройство. Радиозонд поднимается в атмосферу с помощью латексной оболочки, наполненной водородом или гелием, до высот 30–40 км.

Таблица 5.4

Примеры синоптических кодов и их раскодировка

Закодированный код сводки	Раскодированная сводка
СИНОПТИЧЕСКИЙ КОД METAR: METAR UUEE 1530Z 25004MPS 0500 R07/600U RAFG BKN015 SCT200 10/10 Q1010 TEMPO TL1700 0800 FG BECMG AT1800 2000 RA	Регулярная сводка по а/п Шереметьево, 1530 по Гринвичу. Ветер у земли 4 м/с, направление 250 градусов. Видимость 500 метров. Дальность видимости на полосе для ВПП 07 600 метров с тенденцией к увеличению. Туман и дождь. Облачность – рассеянная на 450 м, отдельные облака на 6000 м. Температура воздуха 10, точки росы 10 градусов Цельсия. Давление QNH 1010 мбар. До 1700 по Гринвичу временами видимость 800 м, туман. К 1800 по Гринвичу ожидается видимость 2 км, дождь

Закодированный код сводки	Раскодированная сводка
СИНОПТИЧЕСКИЙ КОД КН–01: 26763 11460 82701 10057 20048 40199 54000 69962 70252 886// 333 10074 88712=	26763: пятизначный индекс станции. 11460: группа 6RRR _{TR} включена в секцию 1; группа 7wwW ₁ W ₂ включена, станция обслуживается людьми; высота нижней границы облаков 300–600 м; видимость 10 км. 82701: количество общей облачности – 10 баллов, направление ветра – 270° (запад), скорость ветра – 1 м/с. 10057: температура воздуха +5,7°C. 20048: температура точки росы +4,8°C. 40199: атмосферное давление на уровне моря 1019,9 гПа. 54000: за последние 3 часа давление не изменялось. 69962: за последние 12 часов выпало 0,6 мм осадков. 70252: погода в срок – «небо без изменений», между сроками отмечена морось. 886//: количество нижней облачности – 10 баллов, форма облачности нижнего яруса – St, форму облачности среднего и верхнего ярусов определить невозможно. 333: отличительная группа секции 3. 10074: максимальная температура воздуха за день: +7,4°C. 88712: количество нижней облачности – 10 баллов, форма облачности – St, высота нижней границы облаков – 360 м

Приёмное наземное устройство включает: радиолокатор для приёма радиосигналов радиозонда и определения его текущих координат, вычислительный комплекс для обработки телеметрической информации, обработки данных и выдачи результатов. Основными контролируемыми аэрологическими параметрами являются: скорость и направление ветра на высотах, стандартные отклонения флуктуации направления вектора ветра на высотах, температура воздуха на высотах.

Также наблюдения за состоянием атмосферы и, следовательно, и за климатическими характеристиками ветра ведутся с метеорологических спутников Земли. *Метеорологический спутник* – искусственный спутник Земли (ИСЗ) для сбора информации о состоянии атмосферы и снабжённый аппаратурой для измерения интенсивности излучения Земли и её атмосферы в различных диапазонах длин волн. Существует два типа метеорологических ИСЗ – полярноорбитальные и геостационарные. Полярноорбитальные ИСЗ движутся по орбитам, проходящим через полярные районы, и ведут «просмотр» Земли по виткам. Полоса просмотра имеет ширину 1000 км и более. Для получения регулярной информации необходимо присутствие на орбите нескольких ИСЗ одновременно. Информация серий последовательных витков компонуется в «монтажи», позволяющие анализировать состояние атмосферы над большими территориями. Геостационарные метеорологические ИСЗ летают по орбитам, проходящим над экваториальными районами, угловая скорость их перемещения совпадает с угловой скоростью движения Земли

и спутник находится всё время над одной и той же точкой её поверхности на высоте около 35 800 км. Для получения информации по всему земному шару необходимо присутствие на орбите нескольких спутников. Частота съёма информации составляет 0,5 ч, что позволяет детально анализировать развитие во времени процессов в атмосфере. Радиус поступления данных – около 50° по широте и долготе от подспутниковой точки. Около половины данных обычно относится к уровням 300–250 ГПа, четверть – к уровню примерно 850 ГПа, а остальные – к другим уровням до высоты 10 км. Известны пять геостационарных спутников [7], расположение которых следующее: два США в точке 75° з. д. и 135° з. д.; один Китай в точке 105° в. д.; один Япония в точке 140° в. д. и Российская Федерация (76° в. д.). Кроме того, Индия эксплуатирует, главным образом для национальных целей, спутники в точке 74° в. д. и 93° в. д.

5.3.3. Измерение характеристик ветра на метеостанциях России

Наблюдения на метеорологических станциях в основном имеют характер измерений и ведутся с помощью специальных измерительных приборов, лишь немногие метеорологические элементы количественно оцениваются без приборов, например, степень облачности, дальность видимости и т.д. На наземных метеорологических станциях (МС) обычно регистрируются около тридцати различных метеоданных [7], из них к климатическим параметрам по ветру относятся следующие:

- температура воздуха измеряется на высоте 2 м над земной поверхностью в градусах Цельсия;
- атмосферное давление на уровне метеостанции измеряется в мм. рт. ст.;
- скорость ветра измеряется на высоте 10–12 м над земной поверхностью земли в м/с;
- направление ветра измеряется в градусах (начиная от северного направления) или в румбах (8 или 16);
- средняя скорость ветра за двухминутный период на высоте 10–12 м;
- максимальный порыв в течение 10 минут наблюдаемого срока в м/с;
- максимальный порыв ветра между сроками в м/с.

Все вышеперечисленные метеорологические параметры регистрируются следующими типами метеорологических приборов: анемометры – измерители скорости ветра; флюгеры – измерители направления ветра; термометры – для измерения температуры окружающей среды; барометры – измерители давления воздуха.

Все метеорологические приборы классифицируют по различным признакам:

- приборы сетевые, т. е. типовые метеорологические приборы, применяемые на сети метеорологических станций, они чаще всего устанавливаются в неизменном положении, но могут быть и переносными, и приборы для специальных целей, в том числе экспедиционные. Особо выделяют аэрологические, актинометрические, атмосферно–электрические приборы;

– приборы, по которым производятся визуальные отсчеты (названия их часто оканчиваются на «метр»); приборы с автоматической регистрацией – самопишущие (названия обычно оканчиваются на «граф»); приборы с передачей показаний на расстояние — дистанционные.

Метеостанция состоит из метеорологической площадки, где расположены основные приборы для метеорологических наблюдений, и отапливаемого здания, где устанавливаются барометры и барографы, содержится запасной инвентарь и ведется обработка наблюдений. Наружные метеорологические приборы размещаются на метеорологической площадке, которая должна удовлетворять следующим основным требованиям: метеорологическая площадка выбирается на участке, типичном для данной местности, не ближе 100 м от уреза воды и не далее 150 м от служебного помещения; отдельные постройки должны находиться от площадки на расстоянии не менее их 10-кратной высоты, а протяженные препятствия (леса, улицы и т.д.) – не менее их 20-кратной высоты; сама площадка должна иметь форму квадрата размером не менее 15х15 м; размеры площадки зависят от количества устанавливаемых приборов. Мачты с анеморумбометром и флюгером устанавливаются в северной части площадки. Приборы на площадке должны быть так размещены, чтобы они не затеняли друг друга. Термометры должны находиться в 2 м от земли [6, 7].

Метеорологические приборы устанавливаются на площадке станции под открытым небом. Только барометры устанавливаются в закрытом помещении станции, так как разница между давлением воздуха под открытым небом и внутри помещения практически отсутствует. Термометры помещают в будках особой конструкции для их защиты от: действия солнечной радиации, осадков и порывов ветра. Отсчеты по приборам делаются наблюдателем в установленные сроки наблюдений. На станциях устанавливаются также самопишущие приборы, дающие непрерывную автоматическую регистрацию метеорологических элементов и имеющие электрическую связь с компьютерами.

Принципы ряда метеорологических приборов были предложены еще в XVII–XIX веках. В настоящее время в метеорологическом приборостроении наблюдается быстрый прогресс, хотя многие из приборов, изобретенных в прошлом веке, сегодня выпускаются отечественной промышленностью и используются на метеостанциях, например, такие как флюгер Вильда, сконструированный более ста лет назад директором Главной геофизической обсерватории в Петербурге Г.И. Вильдом. Новые конструкции приборов создаются с использованием возможностей современной техники: термо– и фотоэлементов, полупроводников, радиосвязи и радиолокации, различных химических реакций и т. п. Особенно нужно отметить применение в последние годы в метеорологических целях радиолокации. Достигнуты большие успехи в конструировании автоматических станций, передающих свои наблюдения в течение более или менее длительного времени без вмешательства человека, которые устанавливают в труднодоступных местах.

Для определения скорости ветра существует множество приборов самых разных конструкций. Такие приборы называются *анемометрами*. Все анемометры можно классифицировать в зависимости от приемного устройства датчика измерения скорости ветра:

- крыльчатые, чашечные – энергия вращения, которых прямо пропорциональна скорости ветра;
- манометрические (трубка Пито);
- термоанемометры, работающие по принципу «нагретой проволоки»;
- лазерные датчики (эффект Доплера) [3].

Наибольшее распространение получили *чашечные анемометры*. Они используют энергию вращения чашек, которая изменяется пропорционально скорости их вращения для преобразования в электрический сигнал. Анемометр состоит из чашечной (или лопастной) вертушки особой формы, укрепленной на оси, которая соединена с измерительным механизмом высокой точности. При возникновении воздушного потока, ветер толкает чашечки, которые под действием воздушного потока начинают крутиться вокруг оси. В зависимости от конструкции анемометра, он замеряет число оборотов чашечек вокруг оси за заданное время, что равно определённому расстоянию, после чего рассчитывается средняя скорость ветра, расстояние делится на время. Современные наиболее общие проекты чашечных анемометров включают в себя 3 чашки. В зависимости от конструкции анемометра, он либо замеряет число оборотов чашечек вокруг оси за заданное время, что равно определённому расстоянию, после чего рассчитывается средняя скорость ветра, расстояние делится на время – *анемометр ручной*. Либо чашечки соединены с электрическим индукционным тахометром, что позволяет прибору сразу показывать скорость ветра на данный момент, без дополнительных вычислений, и следить за изменениями в скорости ветра в режиме реального времени – *анемометр индукционный*. Точность чашечного анемометра может изменяться в широких пределах и зависит от его веса и габаритных размеров. При измерении турбулентности воздушного потока, используют маленькие легкие датчики с уменьшенным трением вращающихся частей. Стандартные значения точности чашечных анемометров составляет около $\pm 2\%$, но их точность может быть значительно снижена из-за экологических проблем, например, таких как обледенение и пыльные бури. Пыль может накапливаться в подшипниках, увеличивая трение и изнашивания механизмов, и как следствие этого уменьшается точность измерения скорости ветра. Обледенение анемометра замедляет скорость его вращения и даже может привести к его полной остановке, вызывая подачу ошибочных сигналов по скорости ветра до того момента, когда лед растает. Для этого используют специальный нагрев чашек анемометров от внешнего источника энергии. В качестве примера на рис. 5.1 приведен чашечный анемометр с *оптоэлектронным датчиком*: вертушка имеет три легкие конические чашки 1, обеспечивающие линейность по всему рабочему

диапазону до 75 м/с; нагревательный элемент во втулке 3 предохраняет подшипники от замерзания при отрицательных температурах; термореле в кронштейне 3 датчиков ветра поддерживает температуру не менее 4°С. С учетом сказанного, надежность подобных анемометров зависит от их калибровки и непрерывности обслуживания. Частота такого обслуживания зависит от состояния окружающей среды в данном месте и ценности исходных данных.

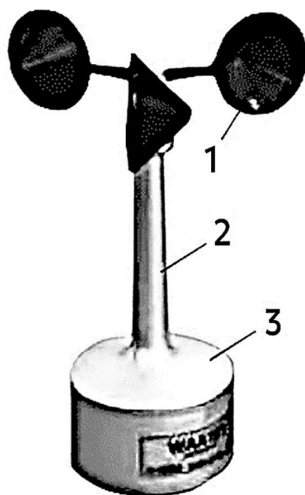


Рис. 5.1. Чашечный анемометр с нагревательным элементом во втулке:

1 – чашка, 2 – кронштейн, 3 – втулка

Для одновременного измерения скорости и направления ветра используют *анеморумбометры*, представляющие собой комбинацию анемометра и флюгарки того или иного типа, ориентирующей прибор по направлению ветра.

Большинство метеостанций России в настоящее время оснащены винтовыми анеморумбометрами М-63М-1 и М-63М-1М (иногда также применяются чашечные анемометры М-92). Он обеспечивает определение средней за 2 или 10 мин скорости ветра, мгновенного (текущего) ее значения с осреднением за 3–5 с и направления ветра. Прибор позволяет определить и максимальное значение мгновенной скорости ветра за промежуток времени между двумя последовательными отсчетами путем фиксирования максимального отклонения указателя мгновенной скорости.

Средняя скорость измеряется в диапазоне от 1 до 40 м/с, максимальная – до 60 м/с, направление – от 0 до 360°.

В модификации анеморумбометра М-63М-1 используют пульт МВ 1-2-1 с цифровым указателем скорости ветра (средней, мгновенной и максимальной).

В этом пульте за счет применения современных элементов цифровой техники реализовано осреднение скорости как за 2 мин, так и за 10 мин (задается на *пульте при измерениях*); мгновенная скорость определяется расчетом числа импульсов примерно за 3 с (период осреднения *мгновенной скорости*).

Средняя и максимальная скорости ветра измеряются с точностью 0,5 м/с (т.е. в целых числах). Среднее направление ветра – за 2-минутный интервал в десятках градусов. В качестве примера, на рис. 5.2 приведена фотография анеморумбометра М-63М-1, а в табл. 5.5 приведены его технические характеристики.

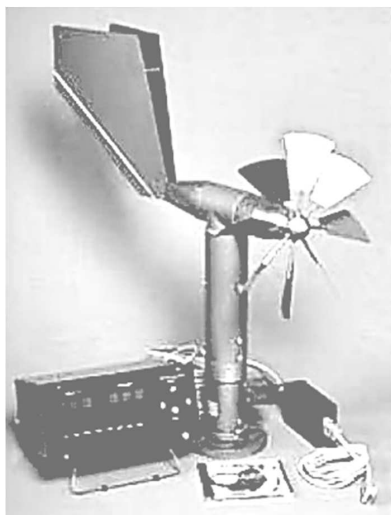


Рис. 5.2. Анеморумбметр М-63М-1 с выходом на ПК

Таблица 5.5

Технические параметры анеморумбметра М-63М-1 с выходом на ПК

Назначение	Дистанционных измерений значений мгновенной, максимальной и средней скоростей и направления ветра
Область применения	в системах сбора метеорологической информации, диспетчерских аэродромных службах и других отраслях народного хозяйства
Диапазоны измерений и регистрации:	– мгновенной скорости ветра от 1,5 до 60 м/с; – средней скорости ветра от 1,2 до 40 м/с; – максимальной скорости ветра от 3 до 60 м/с; – направления ветра от 0 до 360°
Погрешность измерений:	– скорости ветра $\pm(0,5+0,05V)$ м/с; – направления ветра $\pm 10^\circ$

Назначение	Дистанционных измерений значений мгновенной, максимальной и средней скоростей и направления ветра
Условия эксплуатации: – датчика ветра – блока питания и пульта цифровой обработки и отображения рез. изм.	– при температуре окружающей среды от –50 до +50°С и относительной влажности воздуха до 98%; – от +5 до +40°С и относительной влажности до 80%
Габаритные размеры:	– датчика ветра – 690 x 290 x 635 мм.; – пульта цифровой обработки и отображения результатов измерений – 260 x 210 x 140 мм.; – блока питания – 200 x 210 x 140 мм.
Масса:	– датчика ветра – 5,8 кг.; – пульта цифровой обработки и отображения результатов измерений – 5 кг.; – преобразователя – 0,3 кг. – кабеля (100 м) – 7,2 кг. – блока питания – 12 кг. – полного комплекта – 30 кг

Под *временем наблюдения (или «в срок»)* понимается интервал времени продолжительностью 10 минут, который заканчивается в указанный час. Так, шестичасовой срок соответствует интервалу от 5 ч. 50 мин. до 6 ч. 00 мин. В число измеряемых характеристик ветра входят: средняя скорость ветра в срок; среднее направление ветра в срок; максимальная скорость ветра (максимальный порыв) в срок; максимальная скорость ветра между сроками (максимальный, порыв за 3 ч).

Полученная в ГГО им. А.И. Воейкова информация по срочным наблюдениям за ветром обрабатывалась и долгие годы была представлена в виде научно-технических справочников по климату [8, 9]. Другим источником наблюдений за ветром являлись т.н. «метеорологические ежемесячники», представлявшие регулярное метеорологическое издание, состоящее из ежемесячных сборников метеорологических данных по каждому из условных 36 районов бывшего СССР. Ценность Ежемесячников для ветроэнергетики заключается в наличии сведений о характеристиках ветра для вновь открытых метеостанций.

Также получить информацию о ветровых ресурсах по территории России можно из составленных в разное время Ветровых Атласов России [10, 11]. В Атласе ветрового и солнечного климатов России (1997 г.) [11] представлены карты ветровых ресурсов, построенные с помощью статистики среднегодовых скоростей, полученной от метеостанций России. При построении карт ветровых

ресурсов все скорости ветра приводились к сравниваемым условиям: к стандартной высоте анемометров 10 м и условиям открытой ровной местности по классификации В.Ю. Милевского. При этом не проводился учет распределения ветра по направлениям и в расчет брались только метеостанции с наилучшими условиями открытости.

В 2000 году был выпущен Атлас ветров России [10] в соответствии с международным стандартом, при построении которого были использованы следующие данные по 322 МС России:

- статистика распределения ветра по 8–16 направлениям в течение 10–15 лет от 320–360 метеостанций (МС);
- информация о расположении станций, высоте и типе анемометров;
- цифровые карты местности достаточно крупного масштаба (1:50 000 или 1:100 000) в радиусе 5–10 км от каждой метеостанции.

По каждой из предварительно отобранных МС была проведена обработка данных пакетом прикладных программ WAsP [12] (Wind Atlas Analysis and Application Program, разработанная в Дании в институте Risø) с целью устранения местных эффектов, таких как орография, шероховатость местности, препятствия в виде построек и т.п. При определении ветрового потенциала в каждом конкретном месте необходимо иметь цифровую карту данной местности, и используя обратную процедуру по WAsP скорректировать региональные данные с учетом всех параметров – рельефа местности, леса, построек и т.д.

Также данные по ветру могут быть получены из различных открытых специализированных климатических баз данных, публикуемых в Интернете. К сожалению, рассмотренная выше имеющаяся в открытом доступе (печати и Интернете) исходная информация по ветровым ресурсам бывшего СССР и современной России является в большинстве случаев единственной реально доступной информацией. Однако она имеет свои особенности и недостатки с точки зрения требований современных ветроэнергетических расчетов, особенно, когда это касается расчетов при проектировании ВЭУ, работающей на автономного потребителя. Для уточнения исходной информации необходимо проводить измерения (ветромониторинг) в предполагаемом месте установки ВЭУ.

5.3.4. Измерение скорости ветра на аэрологических станциях

Аэрологическое наблюдение – определение вертикальных профилей основных метеорологических величин в атмосфере от поверхности Земли до предельных высот подъема оболочка, несущей радиозонд. Аэрологическое наблюдение производят с помощью системы радиозондирования, включающей два основных элемента – радиозонд и наземное оборудование. Радиозонд – средство измерения

одноразового использования, включающее датчики метеорологических величин и радиопередатчик. Наземное оборудование – радиолокационная станция (РЛС) или другое приемное устройство, которое обеспечивает сопровождение радиозонда в полете, прием и регистрацию координатной и телеметрической информации.

Аэрологическая станция (АЭ) – наблюдательное подразделение, производящее регулярные выпуски радиозондов в соответствии с ежегодным планом радиозондирования атмосферы на аэрологической сети Росгидромета.

По данным на 2024 г. в аэрологическую сеть России входят 114 аэрологических станций на территории России, одна в Арктике, две в Антарктиде. На аэрологической сети Росгидромета используются два вида аэрологических комплексов – радиолокационные вычислительные комплексы (АРВК) и радионавигационные комплексы (АРНК). На рисунках 5.3 и 5.4 показано расположение АЭ на карте России.

Аэрологическая информация – значения метеорологических величин: давления, температуры и влажности воздуха, скорости и направления ветра, на разных уровнях в атмосфере, полученные методом радиозондирования. Аэрологическая информация включает значения метеорологических величин на стандартных изобарических уровнях, стандартных (геометрических) высотах над поверхностью Земли и уровнем моря, уровне тропопаузы, на высотах особых точек (резких изменений в вертикальном распределении) температуры, влажности, скорости и направления ветра.

Радиозонды запускаются на высоту до 30-50 километров, и передают через радиолокационные станции реальную информацию о температуре, влажности, скорости и направлении ветра на разных уровнях тропосферы (стратосферы). По плану Росгидромета аэрологические выпуски на 114 АЭ проводятся дважды в сутки: в 23 часа 30 минут и 11 часов 30 минут, а на трех АЭ в Арктике и Антарктике только один раз – в 23 часа 30 минут. На сайте [13] представлена информация о работе аэрологической сети Росгидромета, стран СНГ и материалы для аэрологов.

Распределение ветра, температуры и турбулентности по высоте – все это имеет большое значение для получения надежной и достоверной информации, необходимой при проектировании ВЭС.

В СССР на аэрологических метеостанциях проводились измерения четыре раза в сутки (1:00, 7:00, 13:00, 19:00 ч по местному времени) на стандартных высотах пограничного слоя атмосферы (ПСА): 2, 100, 200, 300, 500, 600, 900, 1500, 3000 м над поверхностью Земли.

На каждой АЭ измерялись скорость и направление ветра, температура, давление и плотность воздуха, их высотные градиенты и среднеквадратичные отклонения указанных параметров.



Рис. 5.3. Карта сети АЭ на территории России (Западная часть)



Рис. 5.4. Карта сети АЭ на территории России (Восточная часть)

В [14, 15] представлены осредненные за 1960–1980 гг. среднемесячные и четырехразовые в течение суток скорости на высотах 100 и 200 м на сети АЭ России и бывшего СССР. Эти данные являются уникальными в мировой метеорологии и ценнейшим источником знаний о закономерностях и особенностях территориального, высотного и временного (многолетнего, годового, суточного) распределения ветровых ресурсов на территории России и бывшего СССР.

5.4. Специализированные базы данных по ветровым ресурсам

5.4.1. Особенности специализированных баз данных по ветровым ресурсам

Специализированные базы данных (СБД) по ветровым ресурсам можно разделить по доступу на две основные группы:

– *«доступные»*, размещенные на различных сайтах в глобальной сети Интернет. К ним можно отнести СБД «Расписание Погоды» и СБД «NASA» и др., доступ к которым осуществляется через глобальную сеть Интернет путем ввода соответствующего адреса сайта;

– *«закрытые»*, являются собственностью Разработчика. Доступ, к которым становится возможен, например, через библиотеки специализированных платных программ, например, доступ к СБД «EmdERA», СБД «ERA5», СБД «MERRA2» и многим другим осуществляется в программе WindPRO [16].

Также в существующих СБД представлена информация за разные периоды времени, так, например, в СБД «Флюгер» представлены данные по ряду наблюдений за 1965–1976 гг., а в СБД «Расписание Погоды» с 2005 г. по настоящее время. В одних СБД информация получена с существующих наземных метеостанций (СБД «Флюгер», СБД «Погода России», СБД «Расписание Погоды»), в других использованы данные спутниковых наблюдений по регионам с малой плотностью и происходит моделирование на основе имеющихся осредненных данных, например, как в СБД «NASA», СБД «Meteonorm» и многих других.

В одних СБД хранятся данные в виде осредненных значений за разные интервалы времени (год, месяц, сутки и т.д.), например, среднемноголетняя скорость ветра, повторяемости скорости и направлений ветра и т.д. Одна из таких СБД «Флюгер» была разработана на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ». В других представлены ряды данных с разным интервалом представления Δt (от 30 минут до нескольких часов), причем даже на площадке одной той же МС интервал представления данных Δt за весь период может изменяться.

Данные в различных СБД приводятся на одной или нескольких высотах, не всегда совпадающих с высотой оси ветроколеса (ВК) предполагаемой к установке модели ВЭУ. Например, в СБД «Расписание Погоды» представлены данные только на высоте 10 м, а в СБД «NASA» – на высотах 10 м и 50 м. Для пересчета скорости ветра на высоту на ранних этапах проектирования, как правило, используют

различные модельные зависимости вертикального профиля ветра (ВПВ), справедливые только для рассматриваемой территории, или моделирование проводят в соответствии с рекомендациями действующего стандарта ГОСТ Р 54418.1-2012 (МЭК 61400-1:2005) [17].

Для международного обмена метеоданными во всех СБД открытого доступа принято одинаковое обозначение метеорологических величин [7, 18, 19, 20], например:

- ff – скорость ветра (в м/с) измеряется на высоте от 6 до 20 м;
- dd – направление ветра может быть указано в градусах или румбах (8 или 16);
- P_0 , мм.рт.ст. – атмосферное давление на уровне МС;
- P , мм.рт.ст. – атмосферное давление, приведенное к уровню моря;
- T – температура воздуха на высоте 1,5–2 м от поверхности земли, измеряется в градусах Цельсия;
- ff_{10} , м/с – максимальный порыв за 10 минут в течение 10 минут наблюдаемого срока;
- ff_3 , м/с – максимальный порыв ветра между сроками.

Особенность использования информации из той или иной СБД зависит от конкретной решаемой задачи, например, назначения проектируемой ВЭС: для сетевых ВЭС, как правило, в расчетах используют повторяемости скорости ветра, которые можно получить из СБД «Флюгер».

Как правило, при проектировании ВЭУ и ВЭС на ранних стадиях, когда отсутствуют данные ветроизмерительных комплексов (ВИК) рекомендуется проводить ветроэнергетические расчеты (ВЭР) по нескольким СБД, проводить их сравнение и выбирать наиболее достоверный источник данных для расчетов. Считаются наиболее надежными данные от наземных метеостанций (МС), но местоположение и условия рельефа местности МС не всегда совпадают с местоположением предполагаемой площадки ВЭС, что осложняет выбор информационного источника.

В результате анализа доступности данных из различных СБД для проведения ветроэнергетических расчетов рекомендуется использовать две СБД: «Расписание Погоды» и «NASA». В п. 8.2 описана методика сравнения данных из этих двух СБД и приведены примеры сравнения данных из двух СБД.

5.4.2. СБД «Погода России»

СБД «Погода России» разработана и сопровождается Отделом технологий спутникового мониторинга ИКИ РАН при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект 01–07–90172). В ней представлена климатическая информация по 5000 метеостанциям мира (из них 1341 МС России) с 1 декабря 1998 г. по настоящее время [18].

Работа с СБД «Погода России» осуществляется через веб-сайт [18], но СБД была закрыта для свободного доступа в 2015 г.

5.4.3. СБД «Расписание Погоды»

В СБД «Расписание Погоды» представлена информация о погоде в 152 странах, из них данные от 46 стран вынесены на отдельные сайты. В целом сайт представляет прогнозы погоды на ближайшие шесть суток и информацию о фактической погоде. Прогнозы составляются на основе модели UK Met Office (Великобритания) (Российский метеорологический сайт «Расписание Погоды») [19]. Доступ к прогнозам предоставляется при приобретении соответствующей лицензии. Данные о фактической погоде поступают с наземных метеорологических станций через систему свободного международного обмена метеоданными.

Прогнозы полностью обновляются на сайте дважды в сутки: в 05:30 и 17:30 UTC. Свежие данные наблюдений в формате SYNOP поступают на сайт восемь раз в сутки, через каждые три часа: как правило, в 0:30, 3:30, 6:30, 9:30, 12:30, 15:30, 18:30 и 21:30 UTC. Свежие данные наблюдений в формате METAR поступают на сайт один-два раза в час, примерно через 10 минут после текущего измерения на метеостанции.

В настоящее время сайт предоставляет прогноз погоды для 500 тыс. населённых пунктов и данные наблюдений, выполненных на 8400 метеостанциях 241 страны мира в формате SYNOP и 5200 метеостанциях в формате METAR.

Вход в СБД «Расписание погоды» для России осуществляется с помощью веб-сайта [19]. Далее через вкладку верхнего меню «Главная/Список стран» переходим к списку стран и выбираем «Россия», далее осуществляем переход к нужному региону или области. В базе данных «Расписание погоды» для России предоставляется информация по 76084 населённым пунктам. После выбора города (или населённого пункта) на экран выводится информация на текущие сутки, представленная в таблице редактора Microsoft Excel, и меню, позволяющее из архива данных получить информацию за интересующий пользователя период времени (с 1 января 2005 г. по настоящее время) по всем дням, либо только указанному месяцу или дате.

Из двадцати пяти климатических данных в качестве исходных данных для различных ветроэнергетических расчетов следует выбрать следующие данные:

- Местное время – время в данном населённом пункте. Указано в часах и минутах. Учитывается переход на летнее/зимнее время;
- T – температура воздуха на высоте 1,5–2 м от поверхности земли, измеряется в градусах Цельсия;
- P_0 , мм.рт.ст. – атмосферное давление на уровне МС;
- P , мм.рт.ст. – атмосферное давление, приведенное к уровню моря;
- dd – направление ветра указано в 8-ми румбах: Обозначение направления ветра: С – северное, СВ – северо-восточное, В – восточное, ЮВ – юго-восточное и т.д.;
- ff_2 м/с – средняя скорость ветра за 2-х минутный период на высоте 10–12 м;

– ff_{10} , м/с – максимальный порыв за 10 минут в течение 10 минут наблюдаемого срока;

– ff_3 , м/с – максимальный порыв ветра между сроками.

Метеорологические величины, представленные в СБД «Расписание Погоды», проходят предварительную процедуру контроля данных о фактической погоде, поступающих с метеостанций. Для каждой МС процедура отбраковывает грубые ошибки в наблюдениях. Новое значение сравнивается с данными, поступившими для этой метеостанции за последние 14 суток. Например, процедура отбракует: температуру минус 56 градусов, если предыдущие значения температуры были в диапазоне от «– 14» до «+ 13» градусов; скорость ветра 28 м/с, если предыдущие значения скорости составляли 0–6 м/с; атмосферное давление 729 мм рт. ст., если до этого давление на данной станции составляло 758–768 мм рт. ст.; относительную влажность 11%, если предыдущие значения влажности составляли 90–100%.

5.4.4. СБД «Флюгер»

В СБД «Флюгер» хранятся данные по 3662 метеостанциям (МС), расположенным на территории бывшего СССР, из них 2337 станций находятся на территории РФ (табл. 5.6). СБД «Флюгер» была разработана сотрудниками кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ» [20].

В СБД «Флюгер» представлена осредненная (за 1965–1976 гг.) информация по скорости и направлению ветра, приведенная к условиям открытой местности по классификации В.Ю. Милевского на высоте флюгера 10 метров.

Таблица 5.6

Структура СБД «Флюгер»

Регион	Название	Кол-во МС в БД	Кол-во МС в РФ
1	Республика Коми	157	157
2	Мурманская обл.	44	44
3	Ленинградская обл.	116	116
4	Эстония	42	0
5	Латвия	35	0
6	Литва/Калининградская обл.	36	8
7	Белоруссия	49	0
8	Центральный р-н	103	103
9	Свердловская обл.	168	168
10	Украина	223	0
11	Молдавия	26	0
12	Куйбышевская обл.	148	148
13	Северный Кавказ	218	218

Окончание табл. 5.6

Регион	Название	Кол-во МС в БД	Кол-во МС в РФ
14	Грузия	165	0
15	Азербайджан	101	0
16	Армения	60	0
17	Омская обл.	95	95
18	Казахстан	308	0
19	Узбекистан	69	0
20	Новосибирская обл.	121	121
21	Красноярский край	175	175
22	Иркутская обл.	119	119
23	Забайкалье	129	129
24	Якутия	151	151
25	Хабаровский кр.	152	152
26	Приморский кр.	77	77
27	Камчатка	55	55
28	Курская обл.	64	64
29	Волго-Вятский р-н	96	96
30	Туркмения	63	0
31	Таджикистан	73	0
32	Киргизия	75	0
33	Чукотка	96	96
34	Сахалин	53	53
	Всего	3662	2337

Отбор МС в СБД «Флюгер» осуществляется по любому из трех признаков: порядковому номеру МС в СБД; по названию МС в СБД; по координатам (широта, долгота) МС в СБД.

По всем наземным МС в СБД «Флюгер» приведена следующая информация:

– координаты расположения: градусы северной широты; градусы восточной долготы;

– высота метеостанции над уровнем моря, м;

– открытость метеостанции в баллах от 4 до 12 (по восьми основным направлениям), согласно классификации В.Ю. Милевского;

– среднеголетние и многолетние среднемесячные скорости ветра, м/с.

Для 1321 МС из общего числа 3662 МС, где период наблюдений составляет не менее 10 лет, также представлены следующие данные о ветровых характеристиках:

– повторяемости направления ветра (многолетние, многолетние среднемесячные) в %;

– повторяемости направления ветра по 8 направлениям (многолетние, многолетние среднемесячные) в %;

- повторяемости штиля (многолетние, многолетние среднемесячные) в %;
- многолетние среднемесячные скорости ветра для характерных часов: 1, 7, 13 и 19 часов, м/с.

В качестве примера, в табл. 5.7 – 5.12 представлен полный состав исходной информации из СБД «Флюгер» в условиях МС Мурманск– Халдеев мыс (69,1° с.ш.; 32,4° в.д.)

Таблица 5.7

Местоположение МС Мурманск– Халдеев мыс в СБД «Флюгер»

Номер МС	Регион	№ в регионе	Название МС	широта, с.ш.	долгота, в.д.	ср. скорость, м/с	высота над ур. моря, м
166	2	9	Мурманск, Халдеев мыс	69,1	32,4	5,7	57

Таблица 5.8

Открытость в условиях МС Мурманск– Халдеев мыс

Направление	С	СЗ	З	ЮЗ	Ю	ЮВ	В	СВ
Класс открытости, баллы	5	5	5	5	5	8	8	8

Таблица 5.9

Многолетние среднемесячные и среднемноголетняя скорости ветра в условиях МС Мурманск– Халдеев мыс на высоте 10 м

Мес.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
V, м/с	7,06	6,82	6,5	5,68	5,1	4,8	4,3	4,21	5,1	5,9	6,5	6,7	5,7

Таблица 5.10

Многолетние среднемесячные скорости ветра в разное время суток в условиях МС Мурманск– Халдеев мыс

Время суток	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Ночь	6,9	6,5	6,3	5	4	3,5	3,4	3	4,5	5,9	6,5	6,6	5,1
Утро	6,8	6,5	6,5	5,5	5	4,4	3,9	3,2	5	5,8	6,4	6,6	5,5
День	7	6,9	7	6,1	5,8	5,6	5,3	4,9	6	6,1	6,5	6,6	6,1
Вечер	7	6,6	6,5	5,5	5	5,5	4,6	4,6	4,6	5,6	6,1	6,8	5,8

Таблица 5.11

Многолетняя и многолетние среднемесячные повторяемости направлений ветра и штиля (в %) в условиях МС Мурманск– Халдеев мыс

Направление/ Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
С	3	5	5	12	23	33	36	26	17	7	6	4	15
СЗ	3	4	4	6	12	16	18	11	8	3	4	2	8
З	1	2	2	4	5	6	4	3	3	2	1	1	3
ЮЗ	4	3	5	5	4	4	3	4	4	3	3	3	4
Ю	58	60	45	35	20	19	20	29	33	42	52	60	40
ЮВ	21	17	18	16	12	9	9	15	16	21	22	21	16
В	5	4	9	9	8	4	3	4	8	8	6	4	5
СВ	5	5	12	13	16	9	7	8	11	14	6	5	9
Штиль	8	8	11	9	8	8	8	12	11	9	9	8	9

Таблица 5.12

Многолетняя и многолетние месячные повторяемости скорости ветра (в %) в условиях МС Мурманск– Халдеев мыс

Диап. скор., м/с	0–1	2–3	4–5	6–7	8–9	10–11	12–13	14–15	16–17	18–20	21–24	25–28	29–34	35–40	>40
Год	16,2	18,39	20,79	16,2	10	8,19	4,09	3	1,7	1,1	0,3	0,04	0	0	0
I	12,6	14,19	17,89	15,19	11,6	10,39	5,9	5,4	3,59	2,9	0,3	0,02	0	0	0
II	12,1	13,39	18,79	18	12	9,8	6,3	5,19	2,4	1,79	0,2	0,02	0	0	0
III	16,7	15,5	17	15,19	10	10,6	5,59	4,19	2,7	2	0,5	0	0	0,05	0,02
IV	16,6	19,1	19,39	16,2	10,5	9,3	4,19	2,5	1,29	0,8	0,02	0,1	0	0	0
V	17,2	19,79	24,29	17,39	9,3	6,9	2,5	1,2	0,8	0,5	0,1	0	0	0	0
VI	17,29	21,5	25,39	17,2	8,89	5,8	2,2	0,89	0,69	0,1	0	0	0	0	0
VIII	21,79	25,39	24,39	15,69	6,3	3,79	1,5	0,6	0,4	0,1	0	0	0	0	0
IX	17,5	20,39	22,5	17	9,39	6,5	3,4	1,79	1	0,4	0,1	0	0	0	0
X	15	16,6	19,79	16,79	11,89	9,69	4,8	3	1,7	0,6	0,1	0,02	0	0	0
XI	14,89	15,5	17,2	16,6	11,6	10	5,19	4,9	2,2	1,7	0,2	0,02	0	0	0
XII	13,8	14,89	17,5	16	11,39	10,39	5,5	5,4	2,7	2,2	0,2	0,02	0	0	0

Также следует отметить существенные недостатки СБД «Флюгер»:

– отсутствие временных рядов наблюдений за скоростью и направлением ветра, т.е. применимость данных из этой базы возможна только для расчетов системных ВЭС;

– отсутствие обновления данных, в СБД «Флюгер» не учитываются изменения климата Земли за последние 40 лет.

5.4.5. СБД «NASA»

Доступ к данным СБД «NASA» осуществляется с помощью веб-сайта [21]. Координаты расчетной точки либо выбираются на карте, либо вводятся: для северной (0° – 90°) и южной широты (-90° – 0°); для западной (-180° – 0°) и восточной (0° – 180°) долготы [18].

Метеорологические данные БД «NASA» базируются на рядах наблюдений систем GEOS 5.12.4 (Goddard Earth Observation System) и MERRA 2 (Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications) по данным 2700 наземных МС, из которых только 27 МС расположено на территории РФ, и шести геостационарных спутников.

Температурные показатели в СБД «NASA» по сравнению с предыдущей версией СБД «NASA 5.1» получены с помощью усовершенствованной наземной системы наблюдений GEOS–5. Ветровые измерения базируются на 30–летнем ряде наблюдений (июль 1983 г. – декабрь 2013 г.) на высоте 10 м.

Каждый из параметров либо получен напрямую, либо рассчитан с использованием метеорологических параметров, взятых из модели усвоения NASA MERRA-2.

Модель стремится ассимилировать и оптимизировать данные наблюдений и модельные оценки атмосферных переменных. Типы наблюдений, используемых в анализе, включают:

- наблюдения поверхности земли за приземным давлением;
- наблюдения над поверхностью океана за давлением и ветрами на уровне моря;
- ветры на уровне моря, полученные по обратному рассеянию от бортовых радаров;
- обычные аэрологические данные, полученные с помощью необработанных зондов (например, высота, температура, ветер и влажность);
- дополнительные источники аэрологических данных включают сбрасываемые зонды, шары-пилоты и данные о ветре с самолетов;
- данные дистанционного зондирования со спутников (например, профили высоты и влажности, общая воспринимаемая вода и вектор ветра движения облаков на одном уровне, полученные из геостационарных спутниковых изображений).

Результат представляет собой почасовые глобальные оценки вертикального распределения ряда атмосферных параметров.

По ветровым ресурсам приводятся многолетние ряды среднечасовых, минимальных и максимальных часовых значений скорости и направлений ветра на высотах 10 м и 50 м за период с 2010 г.

Существенным недостатком БД «NASA» для оценки ветровых ресурсов на территории России является генерирование данных в заданной географической точке по моделям, в которых не учитываются архивные данные наземных МС России. Адекватность моделей генерирования данных БД «NASA» на территории России может быть оценена сравнением с данными БД «Расписание Погоды» в одних и тех же точках, на одной высоте измерений – 10 м и за одинаковый период.

5.4.6. Глобальная метеорологическая СБД «Meteonorm»

СБД «Meteonorm» [22] разрабатывается и представляется в швейцарской организации Meteotest, расположенной в г. Берн и относящейся к Швейцарскому Федеральному Агентству Энергетики (Swiss Federal Office of Energy). К настоящему времени известно несколько версий СБД «METEONORM», которые различаются количеством метеостанций в СБД, а также более усовершенствованным интерфейсом. В СБД «Meteonorm 7.2» используются реальные данные наблюдений за десятилетний период по 8325 МС земного шара и пяти геостационарным спутникам за 1991–2015 гг. Также хочется отметить, что основное назначение СБД «Meteonorm» – использование в области солнечной энергетики.

В СБД «Meteonorm» заложена программа компьютерного моделирования, позволяющая получать для заданной географической точки годовой ряд среднечасовых значений скорости и направлений ветра по известным среднемесячным значениям для различных условий шероховатости (открытая равнина, впадина или ущелье, озеро с холодным воздухом и т.д.).

Возможность получения рядов скорости ветра в СБД представлена в качестве дополнительной опции и не является основной функцией программы – моделирование рядов прихода солнечной радиации. Корректность такого метода вызывает сомнения, что подтверждается словами разработчиков (документация к версии 6.1): *«Значения скорости ветра не играют большой роли при расчетах энергетических объектов, использующих напрямую энергию Солнца. Модель расчета рядов часовых значений скорости ветра представляет собой грубую аппроксимацию среднемесячных значений, измеренных на высоте 10 м. Эти данные не рекомендуется использоваться для расчета ветроэнергетических станций. Проблема моделирования скорости ветра для любой заданной точки практически неразрешима, поскольку скорость ветра в значительной степени зависит от местных особенностей, и пространственные вариации очень существенны. Без детального знания топографии заданной местности очень трудно произвести данные расчеты. Подробная информация по условиям ветра может быть найдена в Европейском Атласе Ветров (Risoe National Laboratory)».*

5.5. Характеристики ветровых ресурсов и методы их расчета

5.5.1. Общие сведения

Результаты метеонаблюдений подвергаются анализу в целях выявления различных закономерностей формирования ветра в рассматриваемой точке A (φ_A^0, ψ_A^0) или на территории S (м^2 или км^2). Первостепенное значение имеет статистический анализ большого материала наблюдений, особенно применение осреднения, которое отсеивает случайные детали явлений и яснее показывает их существенные особенности. В качестве исходного материала берутся многолетние ряды срочных наблюдений за скоростью V_i (i – порядковый номер наблюдения) и направлением ветра \vec{V}_i с интервалом Δt (Δt в разных источниках может изменяться от нескольких минут до 8 часов), которые могут быть получены из открытых климатических баз данных.

К основным статистическим характеристикам ветра за период времени T можно отнести: средние скорости ветра \bar{V} ; среднеквадратичные отклонения скорости ветра σ_V , коэффициенты вариации скорости ветра C_V , максимальные скорости V_e^{\max} , повторяемости скорости $t(V)$ и направлений ветра $t(\vec{V})$.

Следует отметить, что устойчивость статистических многолетних характеристик ветра зависит от длительности ряда многолетних наблюдений, которую в разных работах [1, 2, 23] рекомендуется принимать продолжительностью не менее 5 лет. В работах показано, что определение среднемноголетней скорости при использовании $8 \div 10$ -летних рядов дает отклонение до 5–7% по сравнению с определением по ряду 5 лет, а рост длительности рядов с 10 до 15–20 лет существенного влияния уже не оказывает (отклонение 1–2%).

Предварительно должна быть проведена проверка многолетних рядов на однородность, эргодичность и стационарность, а в случаях ее нарушения проведена коррекция исходных данных.

5.5.2. Устранение неоднородностей в многолетних рядах наблюдений

Комплексные исследования, проведенные в ГГО им. А.И. Воейкова, позволили выявить и оценить роль основных факторов, вызывающих статистическую неоднородность в многолетних рядах измерений скорости ветра на метеостанциях (МС) России, а также предложить методы коррекции многолетних данных.

Выявленные факторы состоят в следующих нарушениях:

- перенос метеоплощадки;
- изменение числа сроков наблюдений в сутки;
- сроки наблюдений в разные сезоны не совпадали;

- изменение типа ветроизмерительного прибора;
- смена установки высоты флюгера;
- изменение защищенности ветроизмерительного прибора строениями, растительностью.

Приведение скорости ветра МС к однородному виду производится по каждому виду нарушений.

При невозможности сохранения непрерывности в наблюдениях при переносе метеоплощадки в случаях различия в физико-географических условиях их местоположения целесообразно использовать отдельно данные наблюдений метеостанции до переноса метеоплощадки и после переноса метеоплощадки.

До 1936 года наблюдения в ночное время вообще не проводились, и на большинстве МС ветер измерялся флюгером Вильда с легкой доской три раза в сутки: в 8, 14 и 20 ч местного среднего солнечного времени. В период с 1936 по 1965 г. наблюдения осуществлялись визуально с помощью флюгера Вильда, как с легкой, так и с тяжелой доской (на большинстве метеостанций) четыре раза в сутки: в 7, 13, 19 и 1 ч местного среднего солнечного времени, причем интервал осреднения скорости ветра по времени принимался равным 2 минуты. С 1966 г. ветер наблюдается восемь раз в сутки: в 0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21 ч московского (зимнего) времени [24].

С 1966 г. на многих метеостанциях начаты измерения скорости ветра с помощью дистанционных анеморумбометров М–63, М–63–М и иных конструкций. Осреднение скорости ветра при этом установлено равным 10 мин. В силу упомянутых причин – различное число сроков (частота) наблюдений и неодинаковые интервалы осреднения в разные периоды – и возникла неоднородность в рядах наблюдений [1].

Датчик анеморумбометра и флюгер принято устанавливать на высоте 10–12 м от поверхности земли. В исключительных случаях, когда ветровой поток сильно искажается препятствиями, высоту по согласованию с Управлением по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (УГМС) можно увеличить до 20 м.

Для устранения указанных неоднородностей используют следующие приемы в соответствии с методическими указаниями, изложенными в РД 52.04.275–89 [1].

1. Неоднородность, вызванную разным числом сроков наблюдений, рекомендуется устранять путем использования данных только с 1936 г., т.е. когда ветер наблюдался четыре раза в сутки (с 1966 г. – восемь раз в сутки). Для большинства районов России характер суточного хода скорости ветра достаточно хорошо выявляется уже по данным четырехсрочных наблюдений. Значения основных статистик распределения скорости ветра не зависят от того, наблюдается ли он четыре или восемь раз в сутки. По этой причине ряды 4-х и 8-и срочных наблюдений правомерно объединять с учетом веса (продолжительности) периода наблюдений.

Например, на метеостанции «N» за 30-летний период четырехсрочных наблюдений (1936–1965 гг.) удельная мощность ветрового потока $\bar{N}_{уд}^1$ равна 250 Вт/м², а за 20-летний ряд восьмисрочных наблюдений (1966–1985 гг.) величина $\bar{N}_{уд}^2$ равна 220 Вт/м². Тогда среднее значение удельной мощности $\bar{N}_{уд}$ за 50-летний период с учетом «веса» обеих его частей составит:

$$(\bar{N}_{уд}^1 \cdot n_1 + \bar{N}_{уд}^2 \cdot n_2) / (n_1 + n_2) = (250 \cdot 30 + 220 \cdot 20) / (30 + 20) = 238 \text{ Вт/м}^2,$$

здесь n_1 и n_2 – число лет соответственно в первой и второй части периода наблюдений на МС.

2. Неоднородность в рядах скорости ветра, вызванная сменой ветроизмерительных приборов и переходом в 1960–х годах от двухминутного к десятиминутному осреднению, устраняется путем введения поправок. Согласно требованиям Всемирной метеорологической организации (ВМО), десятиминутный интервал осреднения скорости ветра является основным для характеристики устойчивого ветрового потока во времени. Наиболее точно скорость ветра определяется флюгером в диапазоне 4–17 м/с. При меньших значениях скорости повторяемости скорости по градациям оказываются заниженными, при больших – завышенными. Для приведения скорости, измеренной флюгером Вильда V_B , к данным, измеренным прибором М–63 (с осреднением 10 мин) V_M , рекомендуется вводить поправки [1], приведенные в табл. 5.13.

Таблица 5.13

Поправки для приведения скорости, измеренной флюгером Вильда V_B , к данным, измеренным прибором М–63 V_M

Скорость по флюгеру Вильда, м/с	14	17	20	24	28	34
Поправка*, м/с	–2	–3	–4	–4	–5	–7

* Поправки вводятся, если скорость ветра по флюгеру превышает 12 м/с.

Например, если скорость ветра по флюгеру Вильда V_B равна 17 м/с, то с учетом поправки скорость ветра по М–63 V_M будет: $V_M = 17 - 3 = 14$ м/с.

3. Высоты флюгера варьируются на метеостанциях на высоте от 5 до 32 м и так же могут изменяться со временем. Изменение высоты флюгера на протяжении периода наблюдений легко устраняется с помощью общепринятых формул для вертикального профиля ветра, описанного в главе 7.

4. На ряде МС имеет место «ползучая» неоднородность в рядах наблюдений (изменение условий открытости МС), которая проявляется в монотонном снижении скорости ветра на значительной части МС, начиная с 50-х гг. Этот факт увязывается с все возрастающей урбанизацией местности вокруг МС (до 50-х гг. такие нарушения не были существенными). Наиболее ярко искажения векового хода скорости ветра видны на примере МС рядом с крупными городами, в окрестностях которых, велась интенсивная застройка городскими зданиями [1]. С целью сохранения репрезентативности станций и предотвращения их переносов, 05.01.83 г. было издано Постановление Совета Министров СССР об усилении мер по обеспечению сохранности гидрометеорологических станций. «Ползучую неоднородность» можно в первом приближении устранить методом сравнительного географического анализа, т.е. привлечением параллельных близко расположенных станций, находящихся в тех же условиях циркуляции атмосферы.

5.5.3. Метод расчета повторяемости скоростей и направлений ветра

Более полной климатической характеристикой режима скорости ветра является распределение повторяемости скорости ветра $t(V)$.

Построение повторяемостей скорости $t(V)$ и направлений ветра $t(\vec{V})$ производят по фактическим данным срочных многолетних наблюдений за скоростью ветра V_i и направлением ветра \vec{V}_i ($i = 1, \dots, n$) после выявления и устранения в них неоднородностей и в предположении их стационарности и эргодичности.

Пусть дана серия наблюдений за некоторой величиной X_i ($i = 1, 2, \dots, n$). Весь диапазон наблюдения величины X разбит на ряд k интервалов длиной ΔX_j (5.1):

$$\Delta X_j = X_{j+1} - X_j, \quad (5.1)$$

где j – порядковый номер интервала, $j = 1, \dots, k$; X_{i+1} и X_j – границы j -ого интервала.

Тогда повторяемость в ΔX_j -ом интервале будет определяться по формуле (5.2):

$$t(\Delta X_j) = \frac{m_j}{n + 1}, \quad (5.2)$$

где m_j , о.е.– число значений величины X , попадающих в ΔX_j -ый интервал, т.е. $X_j \leq X_i \leq X_{j+1}$; n , о.е. – общее число замеров величины X за рассматриваемый период времени.

Для расчета повторяемости скорости ветра $t(V)$ могут быть использованы интервалы скорости ΔV_j неравной длины. В России (по ГГО им. А.И. Воейкова) приняты в качестве стандартных пятнадцать интервалов скорости на высоте флюгера 10 м: 0–1; 2–3; 4–5; 6–7; ..., 16–17; 18–20; 21–24; 25–28; 29–34; 35–40;

выше 40 м/с. Такой выбор обусловлен необходимостью обеспечения равной точности определения повторяемости скорости ветра с учетом статистической обеспеченности данными измерений с помощью флюгера. В соответствии с МЭК 61400-1 рекомендуется принимать интервалы скорости ΔV_j равной длины, но не более 1 м/с.

Как правило, при построении повторяемости скорости ветра $t(V)$ переходят от интервалов скорости к градациям. Левая граница j -й градации $V_j^{\text{гп}}$ определяется, как среднее арифметическое значение границ двух смежных интервалов скорости V_{j-1} и V_j , т.е. (5.3):

$$\begin{aligned} V_1^{\text{гп}} &= V_1, \\ V_j^{\text{гп}} &= 0,5 \cdot (V_{j-1} + V_j). \end{aligned} \quad (5.3)$$

Формула (5.2) для расчета $t(V)$ приобретает вид (5.4):

$$t(\Delta V_j^{\text{гп}}) = \frac{m_j}{n+1}; \quad (5.4)$$

$$\bar{V}_j^{\text{гп}} = 0,5 \cdot (V_j^{\text{гп}} + V_{j+1}^{\text{гп}}), \quad (5.5)$$

где $t(\Delta V_j^{\text{гп}})$, о.е. – повторяемость скорости в j -й градации; $\bar{V}_j^{\text{гп}}$, м/с – средняя скорость ветра в j -й градации; $\Delta V_j^{\text{гп}}$ – интервал j -й градации; m_j , о.е. – число значений скорости V_i ($i = 1, \dots, n$), попадающих в j -ю градацию, т.е. $V_j^{\text{гп}} \leq V_i \leq V_{j+1}^{\text{гп}}$; n , о.е. – общее число замеров скорости за рассматриваемый период времени T (месяц, год, несколько лет).

Пересчет границ интервалов в границы градаций, а также стандартные $\bar{V}_j^{\text{гп}}$ на высоте флюгера 10 м представлены в табл.5.14.

Таблица 5.14

**Стандартные интервалы, градации
и средние значения градаций скорости ветра, принятые в России**

$V_j - V_{j+1}$, м/с	$V_j^{\text{гп}} - V_{j+1}^{\text{гп}}$, м/с	$\bar{V}_j^{\text{гп}}$, м/с
0–1	0–1,5	0,75
2–3	1,5–3,5	2,5
4–5	3,5–5,5	4,50
6–7	5,5–7,5	6,5
8–9	7,5–9,5	8,5
10–11	9,5–11,5	10,5
12–13	11,5–13,5	12,5

$V_j - V_{j+1}, \text{ м/с}$	$V_j^{\text{гп}} - V_{j+1}^{\text{гп}}, \text{ м/с}$	$\bar{V}_j^{\text{гп}}, \text{ м/с}$
14–15	13,5–15,5	14,5
16–17	15,5–17,5	16,5
18–20	17,5–20,5	19
21–24	20,5–24,5	22,5
25–28	24,5–28,5	26,5
29–34	28,5–34,5	31,5
35–40	34,5–40	36,75
выше 40

Повторяемость направлений ветра $t(\vec{V})$ определяется по формуле (5.2) при условии, что исходный ряд наблюдений направлений ветра задан в румбах. В таблице 5.15 представлены рекомендуемые соотношения для пересчета измеренных направлений ветра в градусах к восьми основным румбам. При пересчете направлений ветров от 16-и румбов к 8-и возникает необходимость их объединения. Пересчет выполняется по методу ГГО им. А.И. Воейкова с передвижением по правому кругу: С+ССВ=С; СВ+ВСВ=СВ; В+ВЮВ=В и т.д.

Таблица 5.15

**Рекомендуемые соотношения для пересчета направлений ветра
в градусах к восьми основным румбам**

Направление, румб	С	С-В	В	Ю-В	Ю	Ю-З	З	С-З
Диапазон, град.	0–22,5 и 337,5–360	22,6–67,5	67,6– 112,5	112,6– 157,5	157,6– 202,5	202,6– 247,5	247,6– 292,5	292,6– 337,5

Пример. В условиях МС Мурманск–Халдеев мыс по метеоданным с сайта «Расписание Погоды» [19] требуется рассчитать многолетние и годовые повторяемости скорости ветра и направлений ветра.

Дано: многолетний ряд (2009–2019 гг.) трехчасовых наблюдений скоростей – V_i и направлений \vec{V}_i ($i = 1, \dots, 32120$) ветра из СБД «Погода России».

Рассчитать и представить графически: $t(V)$, $t^k(V)$ (k – порядковый номер года наблюдения от 1 до 11), $t(\vec{V})$.

Был проведен анализ и корректировка исходного одиннадцатого ряда наблюдений: исключены повторы данных, заполнены пропуски данных и т.д.

Расчет $t(V)$, $t(\vec{V})$ и $t^k(V)$ осуществляется по формуле (5.2). Результаты расчетов представлены в табл. 5.16–5.17 и на рис. 5.5–5.6.

Таблица 5.16

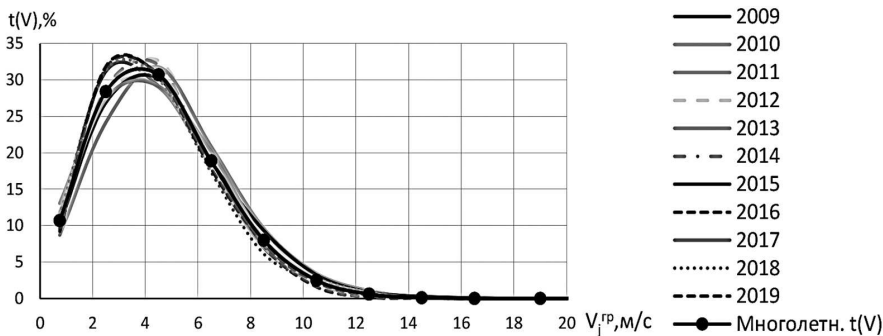
**Многолетняя повторяемость направлений ветра
по данным СБД «Погода России» в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс**

Румб	С	СЗ	З	ЮЗ	Ю	ЮВ	В	СВ
$t(\vec{V}),\%$	23,49	4,84	3,61	2,18	41,45	11,7	5,84	6,9

Таблица 5.17

**Многолетняя и годовые повторяемости (1999–2009 гг.) скоростей ветра
по данным СБД «Погода России» в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс
на высоте 10 м**

\bar{V}_j^{FP} м/с	$t(\Delta V_j^{FP}),$ %	Годовые повторяемости скорости $t^k(\Delta V_j^{FP}), \%$										
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
0,75	10,7	10,85	13,07	11,82	10,04	8,72	11,10	10,26	9,66	11,41	11,47	9,25
2,5	28,4	31,17	28,09	28,19	26,98	24,16	28,82	26,90	31,60	27,38	31,25	31,85
4,5	30,7	29,15	30,89	29,02	32,64	31,78	32,03	30,18	30,78	29,18	30,09	30,61
6,5	18,9	18,85	17,95	18,35	19,80	20,88	17,99	18,86	18,87	20,13	17,36	17,80
8,5	8,0	6,99	7,08	9,27	7,98	9,63	7,34	9,32	7,22	8,19	6,15	7,51
10,5	2,5	2,49	2,13	2,45	2,16	3,46	2,03	3,24	1,62	2,77	2,72	2,28
12,5	0,6	0,47	0,63	0,73	0,31	1,08	0,59	0,87	0,19	0,79	0,86	0,46
14,5	0,1	0,04	0,13	0,17	0,09	0,19	0,11	0,30	0,08	0,11	0,11	0,23
16,5	0,0	0,00	0,03	0,00	0,00	0,07	0,00	0,08	0,00	0,04	0,00	0,00
19	0,0	0,00	0,03	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22,5	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



**Рис. 5.5. Многолетняя и годовые повторяемости (с 2009 г. по 2019 г) скоростей ветра
в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс по данным СБД «Погода России»**

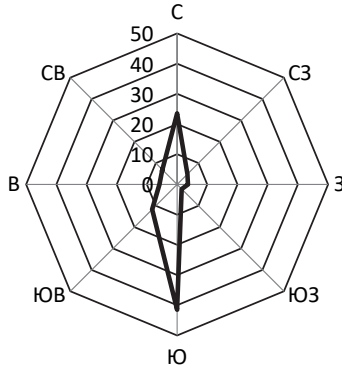


Рис. 5.6. Многолетняя повторяемость направлений ветра по данным СБД «Погода России» в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс

5.5.4. Метод расчета продолжительности (обеспеченности) скорости ветра

Кривая продолжительности (обеспеченности) скоростей ветра $O(V)$ рассчитывается для каждого j -ого интервала скорости (градаций) по формуле (5.6):

$$O(V_1 = 0 \text{ м/с}) = 100\%, O(V_i) = O(V_j) = 100\% - \sum_{k=1}^{k=j-1} t(\Delta V_j^{\text{rp}}), \quad (5.6)$$

где $j = 2, \dots, N^{\text{rp}}$; N^{rp} – количество интервалов (градаций); V_j (м/с) – левая граница (минимальная скорость) j -го интервала; $t(\Delta V_j^{\text{rp}})$ – повторяемость скорости ветра в j -м интервале (градации), $O(V_i) = O(V_j)$ – вероятность того, что скорость ветра V_i , попадающая в j -й интервал ($V_j \leq V_i \leq V_{j+1}$) превысит минимальную скорость ветра V_j из этого интервала.

Пример. Требуется определить продолжительность скорости $O(V)$ по многолетней повторяемости скорости ветра $t(V)$ в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс (СБД «Расписание Погоды»).

Дано: $t(V)$ представлена в табл. 5.18.

Найти: $O(V)$ и представить графически.

Расчет проводим по формуле (5.6):

$$O(V \geq 0 \text{ м/с}) = 100\%;$$

$$O(V \geq 2 \text{ м/с}) = 100\% - t(\Delta V_1^{\text{rp}}) = 100\% - 10,7\% = 89,3\%;$$

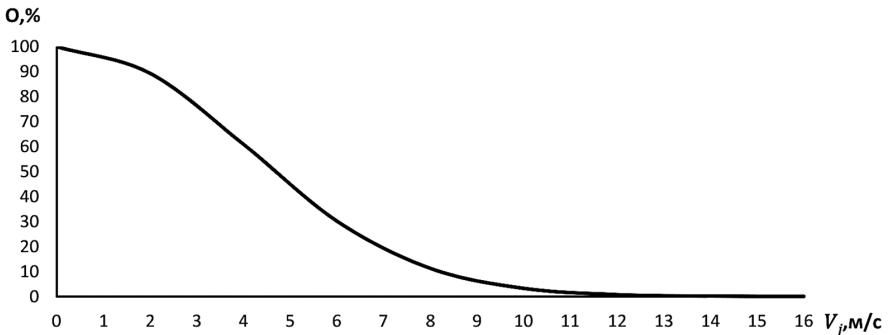
$$O\left(V \geq 4 \frac{\text{м}}{\text{с}}\right) = O\left(V \geq 2 \frac{\text{м}}{\text{с}}\right) - t(\Delta V_2^{\text{rp}}) = 89,3\% - 28,4\% = 60,9\%$$

и т.д.

Результаты расчета $O(V)$ представлены в табл. 5.18 и на рис. 5.7.

**Продолжительность скоростей ветра в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс
(СБД «Расписание Погоды»)**

Интервалы скорости, м/с	0–1	2–3	4–5	6–7	8–9	10–11	12–13	14–15	16–17
$t(V)$, %	10,7	28,4	30,7	18,9	8	2,5	0,6	0,1	0
V_j , м/с	0	2	4	6	8	10	12	14	16
$O(V_j)$, %	100	89,3	60,9	30,2	11,3	3,3	0,8	0,2	0,1



**Рис. 5.7. Продолжительность скоростей ветра в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс
(СБД «Расписание Погоды»)**

5.5.5. Методы расчета средней скорости ветра, среднеквадратического отклонения и коэффициента вариации

Расчет средней скорости ветра \bar{V} может осуществляться, как по ряду (срочных) наблюдений V_i по формуле (5.7):

$$\bar{V} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n}, \quad (5.7)$$

где n – общее количество всех наблюдений за скоростью V_i за время T , так и по повторяемости скорости по средним градациям $t(V)$ (5.8):

$$\bar{V} = \sum_{j=1}^{N^{rp}} \bar{V}_j^{rp} \cdot t(\Delta V_j^{rp}), \quad (5.8)$$

где N^{rp} – количество градаций.

Поскольку распределения повторяемости скорости ветра являются резко асимметричными, поэтому для их описания также используются такие параметры, как среднеквадратическое отклонение σ_v и коэффициент вариации C_v .

Среднеквадратичное отклонение скоростей ветра σ_v (м/с) определяется:

– по ряду наблюдений скоростей ветра V_i по формуле (5.9):

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2}{n - 1}}; \quad (5.9)$$

– по повторяемости скоростей ветра по формуле (5.10):

$$\sigma_v = \sqrt{\sum_{j=1}^{N^{rp}} (V_j^{rp} - \bar{V})^2 \cdot t(\Delta V_j^{rp})}. \quad (5.10)$$

Коэффициент вариации C_v (о.е.) характеризует интенсивность изменения скорости ветра относительно среднего значения \bar{V} и определяется по формуле (5.11):

$$C_v = \sigma_v / \bar{V}. \quad (5.11)$$

Благоприятным условием для размещения ВЭУ являются небольшие значения коэффициента вариации скоростей ветра C_v . За критерий благоприятствования можно принять $C_v < 0,5$. Если же $C_v < 0,3$, то условия для размещения ВЭУ весьма благоприятны [7].

На кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» на площадках 744-х МС по архивным данным с сайта «Расписание Погоды» 30-и регионов России были определены среднеголетние скорости ветра \bar{V}_0 и коэффициенты вариации C_v . Результаты расчетов в виде диапазонов изменения \bar{V}_0 и C_v по регионам, а также названия регионов и количество МС по каждому региону приведены в табл. 5.19.

Таблица 5.19

**Диапазоны изменения \bar{V}_0 и C_v по некоторым регионам РФ
по данным СБД «Расписание Погоды»**

№	Регион (кол-во МС, СБД)	Диапазоны изменения \bar{V}_0 , м/с	Диапазоны изменения C_v , о.е.
1	Мурманская область (31 МС)	1,44–7,48	0,5–0,83
2	Архангельская область (28 МС)	1,51–5,2	0,42–0,69
3	Республика Коми (20 МС)	1,4–3,5	0,51–0,77
4	Республика Карелия (20 МС)	1,9–3,5	0,51–0,77
5	Ленинградская область (16 МС)	1,9–3,2	0,52–0,6
6	Калининградская область (8 МС)	1,9–4,3	0,51–0,69
7	Новосибирская область (34 МС)	1,5–4,2	0,54–0,85
8	Чукотский автономный округ (25 МС)	1,4–6,5	0,63–1,04
9	Амурская область (20 МС)	1,02–2,32	0,69–1,22
10	Сахалинская область (36 МС)	2,5–7,5	0,81–1,03
11	Камчатка (22 МС)	1,8–9,6	0,71–1,14
12	Поволжский регион (33 МС)	2,5–4,4	0,48–0,62

№	Регион (кол–во МС, СБД)	Диапазоны изменения \bar{V}_0 , м/с	Диапазоны изменения C_v , о.е.
13	Ростовская область (15 МС)	2–4,4	0,56–0,74
14	Республика Саха (112 МС)	1,37–5,6	0,5–1,04
15	Краснодарский край (21 МС)	2,1–5,3	0,53–0,83
16	Республика Дагестан (14 МС)	2,2–3,9	0,61–0,81
17	Омская область (17 МС)	3,49–4,04	0,63–0,75
18	Ростовская область (15 МС)	1,99–4,43	0,52–0,74
19	Приморский край (40 МС)	1,9–5,2	0,52–0,87
20	Магаданская область (30 МС)	1,12–4,1	0,54–1,06
21	Республика Башкортостан (5 МС)	1,67–2,59	0,66–1,14
22	Республика Калмыкия (8 МС)	2,54–4,57	0,44–0,72
23	Амурская область (20 МС)	0,39–2,29	0,65–2,01
24	Иркутская область (37 МС)	0,83–2,84	0,58–2,31
25	Томская область (25 МС)	1,35–3,04	0,53–0,98
26	Ямало-ненецкий авт. Округ (26 МС)	2,29–6,02	0,51–0,86
27	Таймырский авт. Округ (15 МС)	3,61–6,4	0,52–0,87
28	Республика Хакасия (12 МС)	0,88–3,1	0,65–1,36
29	Республика Тыва (8 МС)	0,7–1,6	0,66–1,85
30	Ненецкий округ (21 МС)	3,8–7,0	0,5–0,61

Пример 1. По трехчасовым (срочным) наблюдениям скорости ветра V_i требуется определить среднесуточную скорость ветра \bar{V} .

Дано: V_i ($i = 1, \dots, 8$) представлены в табл. 5.20.

Найти: \bar{V} .

Таблица 5.20

Данные трехчасовых наблюдений скорости ветра

Время, час	0:00	3:00	6:00	9:00	12:00	15:00	18:00	21:00
V_i , м/с	1	2	6	7	5	9	8	8

Расчет среднесуточной скорости ветра производим по формуле (5.7):

$$\bar{V} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n} = (1 + 2 + 6 + 7 + 5 + 9 + 8 + 8) / 8 = 5,75 \text{ м/с.}$$

Пример 2. В условиях МС Мурманск–Халдеев мыс по заданному ряду трехчасовых наблюдений (2009–2019 гг.) ветра – V_i (СБД «Расписание Погоды» [19]) требуется определить: среднегодовые скорости ветра \bar{V}_0^k , среднемноголетнюю скорость ветра \bar{V}_0 ; а также оценить интенсивность изменения среднегодовой скорости C_v за рассматриваемый период – 11 лет.

Дано: V_i ($i = 1, \dots, 32120$).

Определить: \bar{V}_0^k , \bar{V}_0 , C_v .

Среднегодовые скорости ветра \bar{V}_0^k определяются по формуле (5.7), где $n = 2920$ – количество наблюдений за один год. Результаты расчета \bar{V}_0^k представлены в табл. 5.21.

**Среднегодовые и среднемноголетняя скорости
условиях МС Мурманск–Халдеев мыс по данным СБД «Погода России»**

k -ый год	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
$\bar{V}_0^k, \text{м/с}$	4,3	4,2	4,4	4,3	4,7	4,3	4,5	4,3	4,5	4,2	4,8

Среднемноголетняя скорость ветра \bar{V}_0 за несколько лет наблюдений $T = m$ может быть определена либо по формуле (5.7), либо, как среднее арифметическое значение среднегодовых скоростей \bar{V}_0^k по формуле (5.12):

$$\bar{V}_0 = \frac{\sum_{k=1}^m \bar{V}_0^k}{m}. \quad (5.12)$$

Определим \bar{V}_0 по формуле (5.12):

$$\bar{V}_0 = 4,3 + 4,2 + 4,4 + 4,3 + 4,7 + 4,3 + 4,5 + 4,3 + 4,5 + 4,2 + 4,8/11 = 4,41 \text{ м/с.}$$

Интенсивность изменения среднегодовой скорости ветра характеризуется коэффициентом вариации C_v и определяется относительно среднемноголетнего значения скорости \bar{V}_0 по формуле (5.11):

$$C_v = \sigma_v / \bar{V}_0 = 0,198/4,41 = 0,045,$$

где σ_v определим по формуле (5.9):

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{(4,3 - 4,4)^2 + (4,2 - 4,4)^2 + \dots + (4,8 - 4,4)^2}{11 - 1}} = 0,198 \text{ м/с.}$$

Изменение среднегодовых скоростей ветра составляет 4,45%.

Пример 3. Требуется определить среднемноголетнюю скорость ветра \bar{V}_0 , среднеквадратическое отклонение σ_v и коэффициент вариации C_v по многолетней повторяемости скорости $t(V)$ в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс (СБД «Погода России»).

Дано: $t(V)$ представлена в табл. 5.22.

Определить: \bar{V}_0 , σ_v , C_v .

Промежуточные расчеты для каждой j -й градации, выполняемые для вычисления \bar{V}_0 по формуле (5.8) и σ_v по формуле (5.10), представлены в табл. 5.22.

Тогда среднемноголетняя скорость ветра \bar{V}_0 :

$$\bar{V}_0 = 0,08 + 0,71 + 1,38 + 1,23 + 0,68 + 0,26 + 0,075 + 0,014 = 4,43 \text{ м/с.}$$

и среднеквадратическое отклонение σ_v :

$$\sigma_v = \sqrt{\sum_{j=1}^8 (1,46 + 1,08 + 0,0 + 0,80 + 1,31 + 0,92 + 0,39 + 0,20)} = \sqrt{6,16} = 2,48 \text{ м/с.}$$

Коэффициент вариации C_v определяется по формуле (5.11):

$$C_v = 2,48/4,43 = 0,56.$$

Таблица 5.22

Промежуточные расчеты для каждой j -ой градации

$\bar{V}_j^{\text{rp}}, \text{ м/с}$	0,75	2,50	4,50	6,50	8,50	10,50	12,50	14,50	16,50
$t(\Delta V_j^{\text{rp}}), \%$	10,7	28,4	30,7	18,90	8	2,5	0,6	0,1	0
$\frac{\bar{V}_j^{\text{rp}} \cdot t(\Delta V_j^{\text{rp}})}{100}, \text{ м/с}$	0,08	0,71	1,38	1,23	0,68	0,26	0,075	0,014	0,15
$(V_j^{\text{rp}} - \bar{V}_o)^2 \cdot \frac{t(V_j^{\text{rp}})}{100}, \text{ м}^2/\text{с}^2$	1,46	1,08	0,00	0,80	1,31	0,92	0,39	0,20	0,00

Как видно из проведенных расчетов (примеры 2 и 3) значение среднегого-летней скорости ветра \bar{V}_o не существенно зависит от временного расчетного интервала исходных данных, так как при расчете по ряду наблюдений $\bar{V}_o = 4,41 \text{ м/с}$ (пример 2), а по повторяемости скорости ветра $\bar{V}_o = 4,43 \text{ м/с}$ (пример 3).

5.5.6. Влияние временного расчетного интервала исходных данных на величину среднегого-летней скорости ветра

На площадках 744-х МС 30-и регионов России были выполнены расчеты по определению среднегого-летней скорости ветра \bar{V}_o по многолетним рядам (10–15 лет) Δt – часовых наблюдений (СБД «Расписание Погоды») – \bar{V}_o^1 и на базе них статистически обработанным многолетним повторяемостям скорости ветра $t(V) - \bar{V}_o^2$. Сравнение \bar{V}_o^1 и \bar{V}_o^2 производилось в виде относительной погрешности δ (5.13), за фактические данные были приняты \bar{V}_o^1 :

$$\delta = \frac{\bar{V}_o^1 - \bar{V}_o^2}{\bar{V}_o^1} \cdot 100\%. \quad (5.13)$$

Результаты проведенных расчетов на площадках 744-х МС 30-и регионов России показали, что среднегого-летняя скорость ветра, рассчитанная по повторяемостям скорости ветра несущественно выше (для разных МС изменяется от 0% до 5,5%, среднее значение по 744-м МС 2,2%) значений, рассчитанных по многолетним рядам Δt –часовых наблюдений скорости ветра. В качестве примера в табл. 5.23 приведены результаты сравнения \bar{V}_o на высоте 10 м на площадках отдельных МС различных регионов России.

Таблица 5.23

**Влияние временного расчетного интервала исходных данных
на величину среднегодовой скорости ветра (м/с) на высоте 10 м
на площадках МС различных регионов России**

Название МС (Регион)	$\bar{V}_0^1, \text{м/с}$	$\bar{V}_0^2, \text{м/с}$	$\delta, \%$
Белогорка (Ленинградская обл.)	2,60	2,67	-2,5
Винницы (Ленинградская обл.)	2,32	2,45	-5,3
Вознесенье (Ленинградская обл.)	2,37	2,39	-0,9
Волосово (Ленинградская обл.)	2,79	2,85	-2,2
Выборг (Ленинградская обл.)	3,13	3,21	-2,5
Мытный маяк (Республика Коми)	3,13	3,21	-2,5
Воркута (Республика Коми)	4,97	5,0	-0,73
Усть-Кулом (Республика Коми)	2,41	2,53	-5,23
Усть-Уса (Республика Коми)	3,42	3,45	-0,79
Усть-Цильма (Республика Коми)	3,62	3,64	-0,77
Ухта (Республика Коми)	2,97	3,14	-5,46
Якша (Республика Коми)	2,26	2,34	-3,42
Гридино (Республика Карелия)	3,30	3,36	-1,75
Кемьпорт (Республика Карелия)	3,21	3,26	-1,52
Колежма (Республика Карелия)	2,66	2,71	-1,95
Кондопога (Республика Карелия)	2,21	2,32	-5,14
Кугонаволок (Республика Карелия)	2,70	2,72	-1,1
Мезень (Архангельская обл.)	3,88	3,94	-1,5
Моржовец (Архангельская обл.)	5,15	5,17	-0,5
Абр. маяк (Архангельская обл.)	4,36	4,42	-1,2
Жижгин (Архангельская обл.)	5,09	5,16	-1,1
Харлов (Мурманская обл.)	7,49	7,65	-1,9
Цып-Наволок (Мурманская обл.)	6,01	6,07	-1,2
Мурманск-Халдеев мыс (Мурманская обл.)	4,4	4,47	-1,1
Териберка (Мурманская обл.)	6,51	6,53	-0,29
Чаваньга (Мурманская обл.)	4,95	5,06	-2,1
Анадырь (Чукотский автономный округ)	6,37	6,4	-0,49
Мыс Шмидта (Чукотский автономный округ)	4,71	4,78	-1,36
Уэлен (Чукотский автономный округ)	5,33	5,37	-0,66
Чаун (Чукотский автономный округ)	4,27	4,36	-2,14
Беринговская (Чукотский автономный округ)	6,14	6,15	-0,23
Саратов (Саратовская область)	4,49	4,51	-0,4
Красный Кут (Саратовская область)	4,37	4,49	-2,6
Сызрань (Самарская область)	3,05	3,1	-1,6
Бугульма (Татарстан)	3,68	3,83	-3,9

5.6. Временные вариации скорости и направлений ветра

Наиболее известным и важным для ветроэнергетики является временная изменчивость средней скорости и прочих характеристик ветра, обусловленная регулярными геофизическими процессами, определяющими устойчивое изменение погодных и климатических условий в течение суток и года. Временные вариации скорости ветра наиболее заметно проявляются в приземном (толщиной в несколько сотен метров) слое атмосферы, с удалением от поверхности земли их амплитуда существенно уменьшается.

Временные вариации скорости ветра по длительности можно разделить на следующие категории: многолетние; годовые; суточные; краткосрочные.

Вариации направлений ветра варьируются так же, как и вариации скорости ветра. Многолетние вариации направлений ветра небольшие в пределах 30 градусов, а вот внутrigодовые могут достигать до 180 градусов. Также в результате турбулентности воздушного потока возникают существенные краткосрочные вариации направления ветра, которые необходимо учитывать при проектировании и размещении ВЭУ. Краткосрочные вариации направления и скорости ветра влияют на систему ориентации ВЭУ [23].

5.6.1. Многолетние вариации скорости ветра

Многолетние вариации скорости ветра представляют собой изменение среднегодовых скоростей ветра в течение нескольких лет и оказывают существенное влияние на долгосрочное производство электроэнергии ВЭУ. Зарубежные метеорологи сделали вывод о том, что для получения достоверных значений среднемноголетней скорости ветра в данной местности требуется ряд наблюдений не менее 5–10 лет, а для получения долгосрочных прогнозов – информация за 30 лет.

По данным результатов исследований многолетней изменчивости ветрового климата на территории России и стран СНГ, отмечено ослабление скорости ветра на большей части упомянутой территории в 60–70-е гг. прошлого века, обусловленное наличием вековой климатической изменчивости макромасштабной атмосферной циркуляции. В целом на территории бывшего СССР в 1966–1980 гг. по сравнению с периодом 1936–1963 гг. отмечено уменьшение скорости ветра на большей части (82%) всех метеостанций, возрастание отмечено на 14% их общего числа. Наибольшее ослабление ветра наблюдалось на европейской части рассматриваемой территории, в южной части Западной Сибири, на севере Иркутской области, в центральной части Якутии, в Хабаровском крае и на северо-восточном побережье Охотского моря. Уменьшение средних годовых скоростей сопровождается при этом увеличением повторяемости слабых ветров и уменьшением повторяемости сильных, в то время как частота умеренных ветров практически не изменилась.

На большинстве прибрежных территорий (северные побережья России, Камчатка, Приморье, Сахалин) повторяемость сильных ветров не только не снизилась, но даже несколько увеличилась в 1966–1980 гг. по сравнению с периодом 1936–1963 гг.

Данные же большинства континентальных станций указывают на явное ослабление ветра в указанный период. Снижение скорости ветра было исследовано в зависимости от интенсивности строительства вблизи метеостанций. Оказалось, что максимальная скорость (порыв) в среднем снизилась на 4 м/с по сравнению с периодом 1936–1963 гг. для большинства станций, расположенных в черте города. В то же время среднее снижение максимальной скорости для метеостанций, расположенных на окраинах городов или в сельской местности, составило 2,3 м/с. Однако, основным фактором понижения максимальной скорости в указанный период считается ослабление общей циркуляции атмосферы, претерпевавшей на протяжении текущего столетия значительные изменения. Например, заметное уменьшение атмосферных барических градиентов в 70–80-е гг. по сравнению с предшествующими периодами, в наибольшей степени проявившееся на территории Западной Сибири и несколько слабее в Европейской части России. Полученные выводы подтверждаются рядом зарубежных исследователей, по данным которых на территории Западной Европы с 1930-х гг. прошлого столетия также происходило достаточно явное ослабление ветровой активности, связанное с пассивным действием азорского барического максимума и исландского минимума, вызывающих ослабление западно-восточного переноса. Оценки влияния изменчивости ветра на возможные вариации мощности ВЭУ на основе данных вековых наблюдений скорости ветра в период 1898–1954 гг. в Саутпорте (Великобритания) позволяют судить о существенных внутривековых вариациях средней годовой скорости ветра от 5,2 до 7,3 м/с. Исследования климатических изменений, проведенные в Северной Европе, показывают, что в 70-е гг. средняя мощность ветра была близка к средним значениям для периода с 1873 по 1982 гг. Однако, от десятилетия к десятилетию колебания мощности ветра могут достигать до 30% и выше. Проведенный в работе анализ ВЭУ с высотой башни 45 м за 22-летний период показал, что межгодовым вариациям мощности соответствуют среднеквадратичные отклонения порядка 13%. При прогнозировании эффективности ВЭУ установленные климатические вариации энергии ветра могут оказаться существенными, приводя к колебаниям средней мощности ВЭУ между различными 20-летними периодами (ресурс ВЭУ) [3].

Ветровой режим на территории России последний раз был представлен в 2000 г. при составлении Атласа ветров России по метеоданным 1100 МС за 30-летний период регулярных наблюдений по единой методике [10].

На кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» были проведены исследования изменения ветрового климата в виде среднемноголетней скорости ветра \bar{V}_0 за последние 30 лет по данным СБД «Флогер» (1965–1976 гг.) и СБД «Погода России» (с 1999 по 2012 гг.)

на территории следующих регионов России: Республики Коми и Карелия; области: Ленинградская, Архангельская, Мурманская, Ленинградская, Новосибирская, Калининградская, Ростовская, Саратовская, Самарская, Магаданская, Сахалинская; Приморский край; Камчатка; Чукотский автономный округ; Хабаровский край. Поскольку в СБД «Флюгер» отсутствуют ряды наблюдений за скоростью ветра, то для сопоставимости результатов расчет \bar{V}_o по СБД «Флюгер» и СБД «Погода России» осуществлялся по повторяемости скорости ветра.

Изменение среднегодовой скорости \bar{V}_o оценивалось в виде абсолютной погрешности ΔV_o по формуле (5.14).

$$\Delta V_o = \bar{V}_o^{\text{Фл}} - \bar{V}_o^{\text{Пр}}, \quad (5.14)$$

и относительной погрешности δ_{V_o} (5.15):

$$\delta_{V_o} = \frac{\bar{V}_o^{\text{Фл}} - \bar{V}_o^{\text{Пр}}}{\bar{V}_o^{\text{Фл}}} \cdot 100\%, \quad (5.15)$$

где $\bar{V}_o^{\text{Фл}}$, м/с – среднегодовая скорость ветра по метеоданным СБД «Флюгер»;

$\bar{V}_o^{\text{Пр}}$ – среднегодовая скорость ветра по метеоданным СБД «Погода России».

Результаты расчета в условиях некоторых МС севера европейской части РФ представлены в табл. 5.24, где среднее снижение среднегодовой скорости составило 1,2 м/с (около 25%).

Было выявлено, что на территории рассмотренных регионов России в 1999–2010 гг. по сравнению с периодом 1965–1976 гг. произошло существенное снижение среднегодовой скорости ветра, которое для некоторых МС составило – 2,5 м/с (40%). При этом не анализировались причины, влияющие на снижение среднегодовой скорости ветра, например, одна из основных – изменение условий открытости МС, связанное с интенсивным строительством вблизи метеостанций или их переносом на новое место.

В таблице 5.25 и на рис. 5.8 показано изменение среднегодовых значений скорости ветра с 2000 г. по 2007 г. на площадках трех МС севера европейской части РФ (БД «Погода России»): МС Гридино ($\varphi = 65^\circ 54' \text{ с. ш.}, \psi = 34^\circ 46' \text{ в. д.}$); МС Усть-Цильма ($\varphi = 65^\circ 4' \text{ с. ш.}, \psi = 52^\circ 3' \text{ в. д.}$); МС Мурманс–Халдеев мыс ($\varphi = 69^\circ 1' \text{ с. ш.}, \psi = 32^\circ 4' \text{ в. д.}$), которые находятся в одинаковых географических условиях. Ряды наблюдений за скоростью ветра на площадках рассматриваемых МС были получены из СБД «Погода России» на высоте 10 м, среднегодовые скорости ветра были рассчитаны по формуле (5.7) за десятилетний период.

Как видно из рис. 5.6, ветровые режимы из года в год для трех МС различны. Это может быть вызвано рядом причин: особенностью топографии местности, близостью морей, наличием построек и деревьев и т.д.

Таблица 5.24

Сравнение значений \bar{V}_0 (м/с), определенных по данным СБД «Флюгер» и СБД «Погода России» некоторых МС севера европейской части РФ

Название МС (Регион)	$\bar{V}_0^{\text{ПР}}$, м/с	$\bar{V}_0^{\text{Фл}}$, м/с	ΔV_0 , м/с	δV_0 , %
Белогорка (Ленинградская обл.)	2,60	3	-0,4	-13,3
Винницы (Ленинградская обл.)	2,32	3	-0,68	-22,7
Вознесенье (Ленинградская обл.)	2,37	3,3	-0,93	-28,2
Волосово (Ленинградская обл.)	2,79	3,3	-0,51	-15,5
Выборг (Ленинградская обл.)	3,13	3,7	-0,57	-15,4
Усть-Кулом (Республика Коми)	2,41	4	-1,59	-39,8
Усть-Уса (Республика Коми)	3,42	4,8	-1,38	-28,8
Усть-Цильма (Республика Коми)	3,62	4,9	-1,28	-26,1
Ухта (Республика Коми)	2,97	3,7	-0,73	-19,7
Якша (Республика Коми)	2,26	2,3	-0,04	-1,7
Гридино (Республика Карелия)	3,30	4,9	-1,6	-32,7
Калевала (Республика Карелия)	1,89	2,3	-0,41	-17,8
Кемьпорт (Республика Карелия)	3,21	5	-1,79	-35,8
Колежма (Республика Карелия)	2,66	4,1	-1,44	-35,1
Кондопога (Республика Карелия)	2,21	3,5	-1,29	-36,9
Кугонаволок (Республика Карелия)	2,70	3,8	-1,1	-28,9
Мезень (Архангельская обл.)	3,88	5,1	-1,22	-23,9
Моржовец (Архангельская обл.)	5,15	7,4	-2,25	-30,4
Абр.маяк (Архангельская обл.)	4,36	6,4	-2,04	-31,9
Жижгин (Архангельская обл.)	5,09	6,3	-1,21	-19,2
Харлов (Мурманская обл.)	7,49	9,1	-1,61	-17,7
Цып-Наволок (Мурманская обл.)	6,01	8,1	-2,09	-25,8
Мурманск-Халдеев мыс (Мурманская обл.)	4,4	5,76	-1,36	-23,6

Таблица 5.25

**Многолетние вариации среднегодовой скорости ветра (в м/с)
в условиях трех МС севера Европейской части России
по данным СБД «Погода России»**

Название МС/год	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Мурманск-Халдеев мыс	4,3	4,2	4,4	4,4	4,8	4,3	4,6	4,3	4,5	4,2	4,9
Гридино	3,1	3,4	3,3	3,4	3,6	3,0	2,9	3,0	3,2	-	-
Усть-Цильма	-	4,1	4,1	4,3	4,1	4,2	4,5	4,1	4,3	4,4	4,3

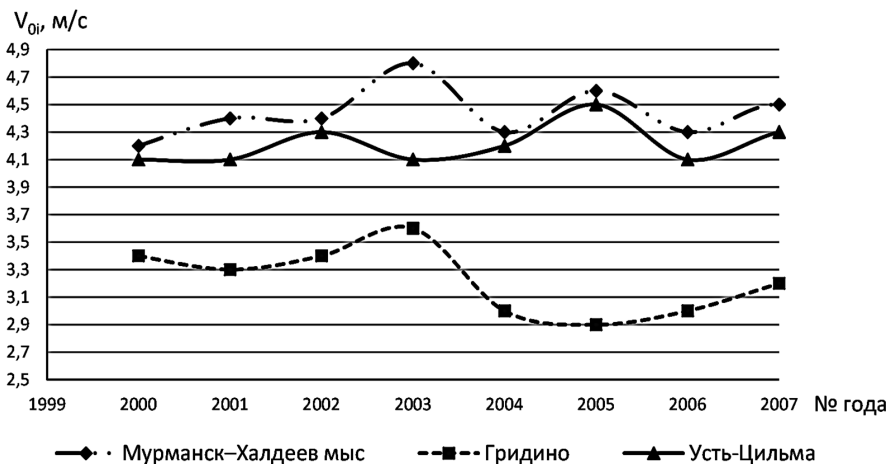


Рис. 5.8. Многолетние вариации среднегодовой скорости ветра (в м/с) на площадках трех МС России по данным СБД «Погода России»

5.6.2. Годовые вариации скорости ветра

Годовые вариации скорости ветра представляют собой изменение среднемесячных значений скорости ветра. Можно говорить о годовых вариациях в течение одного определенного года, но обычно, и что более важно для ветроэнергетики, под ним понимают среднемноголетний год. В ветроэнергетике, в зависимости от решаемой задачи, он определяется по двенадцати средним месячным или четырем средним сезонным значениям (для данного года или по многолетнему году).

Иногда изменение ветра в течение года описывают с помощью характеристики повторяемости скорости ветра. На рисунке 5.5 видно, что в целом годовая повторяемость скоростей ветра из года в год изменяется незначительно (среднеквадратичное отклонение годовых повторяемостей от среднемноголетней не превышает 0,3%).

На кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» по данным СБД «Флюгер» было проведено изучение годовой вариации скорости ветра в условиях 220-и МС по разным регионам РФ. В результате статистической обработки годовых вариаций среднемесячных скоростей ветра по регионам были выявлены группы МС со схожим типом годового хода ветра, расположенные в одинаковых ландшафтных условиях. Поскольку средний уровень ветра в условиях разных МС неодинаков, то при сопоставлении данных рассматривался относительный годовой ход, определяемый отношением многолетних среднемесячных скоростей ветра \bar{V}_j ($j = 1, \dots, 12$) к среднемноголетней \bar{V}_0 – K_j (5.16):

$$K_j = \bar{V}_j / \bar{V}_0. \quad (5.16)$$

В результате проделанных расчетов по ряду регионов России были построены типовые кривые годового хода среднемесячной скорости ветра, где среднемноголетние среднемесячные скорости ветры выражены в о.е.– K_j^o и определены по формуле:

$$K_j^o = \frac{\sum_{l=1}^m K_j^l}{m}, \quad (5.17)$$

где m – количество МС со схожим типом годового хода; K_j^l , о.е. – многолетняя среднемесячная скорость –ой МС ($l = 1, \dots, m$) в j -ом месяце.

При построении кривой K_j^o учитывались лишь данные МС, для которых среднеквадратичное отклонение фактического годового хода K_j^l от типового $K_j^o - \sigma_0^l$, определяемое по формуле (5.17), не превышало 3% (см. выше) (5.18):

$$\sigma_0^l = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{12} (K_j^l - K_j^o)^2}{12}} \cdot 100. \quad (5.18)$$

На рисунке 5.9 приведены типовые годовые вариации среднемесячной скорости ветра для некоторых регионов России. Так, например, на территории Мурманской области, было выделено четыре характерных типа годового хода (1 – побережье Белого моря, 2 – побережье и острова Баренцева моря, 3 – Хибин, 4 – территория, удаленная от морей и Хибин), два из которых представлены на рис. 5.9.

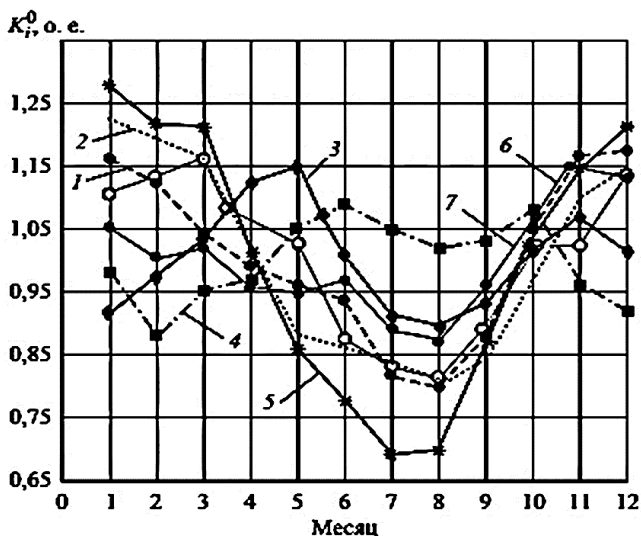


Рис. 5.9. Типовые годовые вариации среднемесячной скорости ветра для различных регионов России (СБД «Флюгер») на высоте флюгера 10 м:
 1 – Ленинградская обл. (Финский залив); 2 – Побережье Камчатки; 3 – Хабаровский край;
 4 – Чукотка; 5 – Мурманская обл.: острова и побережье Баренцева моря;
 6 – Мурманская обл.: удалено от побережья; 7 – Самарская обл.

Типовой многолетний ход среднемесячной скорости ветра K_j^0 , характерный для территории, может быть использован для моделирования среднегогодового хода среднемесячных значений скорости ветра \bar{V}_j ($j = 1, \dots, 12$) в любой точке данной территории только по одному значению среднеегогодовой скорости ветра \bar{V}_0 по формуле (5.19):

$$\bar{V}_j = K_j^0 \cdot \bar{V}_0. \quad (5.19)$$

По многолетним данным 36-и метеостанций Сахалинской области из СБД «Погода России» и СБД «Расписание Погоды» были выявлены *пять типов кривых годового хода* среднемесячной скорости ветра (4 типа на территории о. Сахалин и 1 тип – южные острова Большой Курильской гряды) (рис. 5.10).

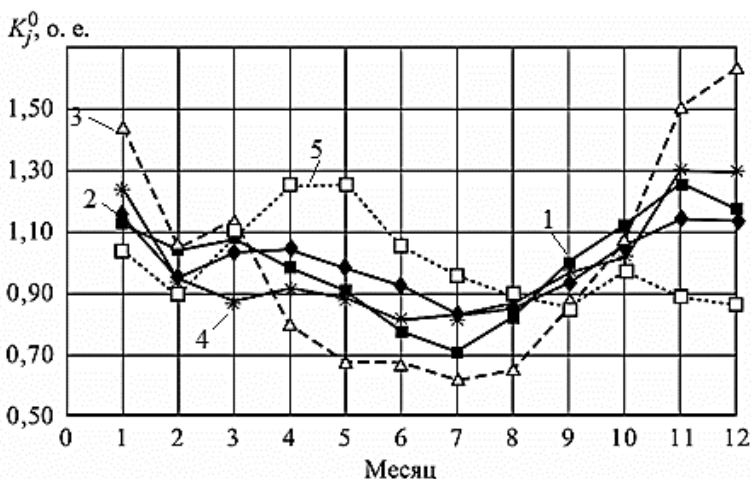


Рис. 5.10. Обобщенные кривые годового хода скорости ветра для разных районированных зон:

- 1 тип – западное побережье центральной и южной части о. Сахалин;
- 2 тип – восточное побережье южной части о. Сахалин;
- 3 тип – северная оконечность о. Сахалин;
- 4 тип – южная часть Курильских островов;
- 5 тип – центральная и южная части о. Сахалин, удаленные от побережий

Показателем годового хода среднемесячной средней скорости ветра является его *амплитуда* A , равная разности между максимумом и минимумом среднемесячной скорости. Годовая амплитуда скорости ветра для большей части территории России невелика и изменяется по территории страны от 1 до 4 м/с. Повышенные значения амплитуды более 2 м/с наблюдаются на большей, главным образом, центральной части европейской территории России (ЕТР), над Западной (за исключением ее северных районов) и над Восточной Сибирью и особенно над

Дальним Востоком, где амплитуда достигает 4 м/с, а иногда и превышает это значение, например, над северной оконечностью о. Сахалин. Годовая амплитуда скорости менее 2 м/с наблюдается на юго–западе и юго–востоке ЕТР и над Центральной Сибирью. Годовая амплитуда в о.е. для некоторых регионов РФ приведена в табл. 5.26.

Проведенные исследования особенностей годовой вариации скорости ветра по территории России выявили, что над большей частью территории России преобладает *прямой годовой ход* скорости ветра с максимумом в зимние или осенние месяцы, например, над территорией Мурманской, Архангельской, Ленинградской и Самарской областей, Камчатки и т.д. (рис. 5.9). Однако над рядом районов максимум скорости отмечается в один из месяцев теплого периода – *обратный годовой ход*, например, районы Чукотки, Хабаровского края и т.д. (рис. 5.9). Здесь в мае происходит перестройка полей давления и ветра на летний режим. Азиатский антициклон почти исчезает, его восточный отрог над Якутией размывается, усиливается западный перенос. Максимальная скорость наблюдается в апреле–мае над Якутией и Забайкальем.

Таблица 5.26

Годовая амплитуда (в о.е.) для различных регионов России (СБД «Флюгер») на высоте флюгера 10 м

Регион РФ	Максимум среднемесячной скорости, о.е.	Минимум средне-месячной скорости, о.е.	Годовая амплитуда, о.е.
Ленинградская обл. (Финский залив)	1,17	0,80	0,37
Побережье Камчатки	1,22	0,81	0,42
Хабаровский край	1,15	0,89	0,25
Самарская обл.	1,16	0,81	0,35
Мурманская обл. (острова и поб. Баренцева моря)	1,28	0,69	0,59
Чукотка	1,09	0,88	0,21
Мурманск – удалено от побережья	1,14	0,87	0,27
Западное побережье центральной и южной части о. Сахалин	0,71	1,25	0,54
Восточное побережье южной части о. Сахалин	0,83	1,15	0,32
Северная оконечность о. Сахалин	0,62	1,43	0,81
Южная часть Курильских островов	0,81	1,3	0,49
Центральная и южная части о. Сахалин, удаленные от побережий	0,86	1,25	0,39

Пример. Требуется рассчитать типовой многолетний ход скорости ветра K_j^o , характерный для территории, охватывающей побережье и острова Баренцева моря Мурманской области по данным СБД «Флюгер».

Дано: $m = 6$, K_j^l представлены в табл. 5.27.

Найти: K_j^o .

На заданной территории в СБД «Флюгер» представлена информация по шести МС (табл. 5.27). Годовые вариации скорости ветра, представленные в СБД «Флюгер» в м/с, по формуле (5.20) были пересчитаны в о.е.

Расчет K_j^o производим для каждого j -ого месяца по формуле (5.17). Например, для января месяца:

$$K_1^o = \frac{1,3 + 1,3 + 1,4 + 1,2 + 1,2 + 1,3}{6} = 1,26 \text{ о.е.}$$

Результаты расчетов представлены в табл. 5.28.

Для каждой l -ой МС оценим по формуле (5.18) σ_1^o (табл. 5.27). Например, для МС Вайда–Губа (№158 в СБД «Флюгер»):

$$\sigma_0^l = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (K_j^1 - K_j^o)^2}{12}} \cdot 100 =$$

$$= \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{12} ((1,3-1,26)^2 + (1,2-1,22)^2 + (1,2-1,21)^2 + \dots + (1,1-1,14)^2 + (1,2-1,2)^2)}{12}} \cdot 100\% = 0,6\%.$$

Таблица 5.27

Годовой ход многолетних среднемесячных скоростей ветра (в о.е.) K_j^l в условиях шести МС Мурманской области (СБД «Флюгер»)

№ МС в СБД «Флюгер»	Название	$\bar{v}_o, \text{м/с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
			$K_j^l, \text{о.е.}$											
158	Вайда–Губа, ГМС	7,40	1,3	1,2	1,2	1,0	0,8	0,8	0,7	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2
159	Цып–Наволоок	8,32	1,3	1,3	1,3	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2
165	Дальне–Зеленецкая	8,40	1,4	1,3	1,3	1,0	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8	1,0	1,2	1,3
166	Мурманск –Халдеев мыс	5,76	1,2	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2
170	Харлов, остров	9,37	1,2	1,2	1,2	1,1	0,9	0,8	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2	1,2
190	Терско–Орловский, маяк	7,74	1,3	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,9	1,1	1,2	1,2
Типовой годовой ход			$K_j^o, \text{о.е.}$											
			1,26	1,22	1,21	1,01	0,86	0,78	0,69	0,7	0,87	1,03	1,14	1,2

Из таблицы 5.28 видно, что данные всех шести МС могут быть использованы для построения типовой кривой годового хода среднемесячной скорости ветра, так как σ_0^l не превысило 3%.

Таблица 5.28

Значения σ_0^l

№ МС в БД «Флюгер»	158	159	165	166	170	190
σ_0^l , %	0,6	0,79	1,3	0,7	1,1	1,21

На рисунке 5.11 приведены фактические годовые вариации среднемесячной скорости ветра в условиях шести МС, расположенных на побережье и островах Баренцева моря Мурманской области и построенная на их базе характерная (типовая) годовая вариация.

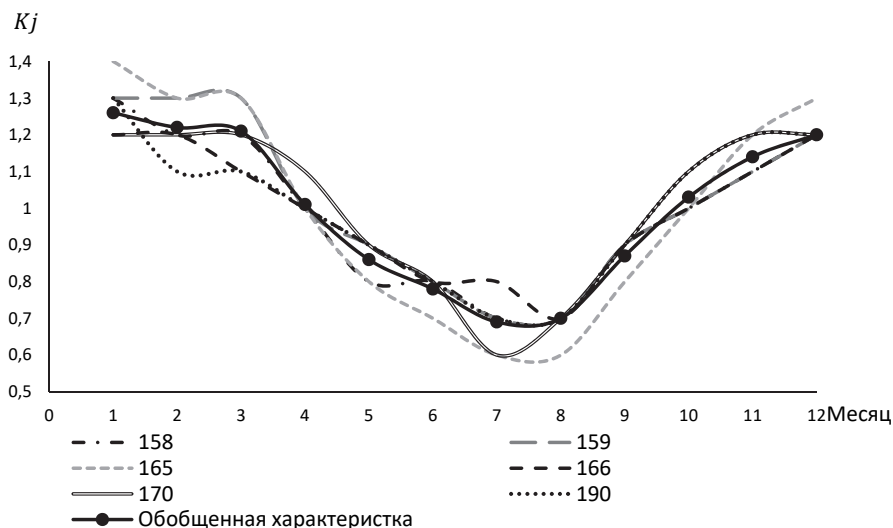


Рис. 5.11. Фактические годовые вариации среднемесячных скоростей ветра в условиях шести МС, расположенных на побережье и островах Баренцева моря Мурманской области, и построенная на базе них типовая годовая вариация

5.6.3. Суточные вариации скорости ветра

Суточные вариации скорости ветра представляют собой изменение средних часовых скоростей ветра в течение суток.

Суточные изменения скорости ветра над территорией России определяются по многолетней традиции отечественной экспериментальной метеорологии исходя из данных для четырех сроков наблюдений (ночь, утро, день, вечер).

Исследования показывают, что практически над всей рассматриваемой территорией России имеет место прямой суточный ход скоростей ветра с их усилением в дневное и ослаблением в ночное время суток. В зимний период суточный ход скорости ветра слабо выражен над значительной частью территории (рис. 5.12). Суточные амплитуды над территорией России севернее 60° с.ш., над Западной Сибирью и Дальним Востоком составляют 1–2 м/с.

Летом скорость ветра в приземном слое атмосферы имеет более выраженный суточный ход (рис. 5.13). Значения амплитуд изменяются по территории России от 0 до 4 м/с. Отсутствие заметных изменений скоростей ветра в их суточном ходе отмечается летом только над арктическим побережьем европейской территории страны и над островными станциями Дальнего Востока. Наибольшая внутрисуточная изменчивость скорости ветра по территории страны летом наблюдается над югом Западной Сибири и Приуралья, где она достигает 3–4 м/с.

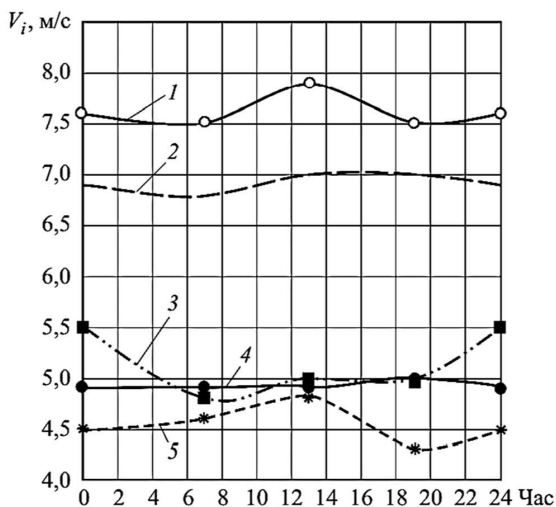


Рис. 5.12. Среднемесячный суточный ход скорости ветра за январь по СБД «Флюгер» на высоте 10 м:

1 – Анадырь (Чукотка); 2 – Мурманск – Халдеев мыс (Мурманская обл.); 3 – Ключи (Камчатка); 4 – Кронштадт (Ленинградская обл.); 5 – Охотск (Хабаровский край)

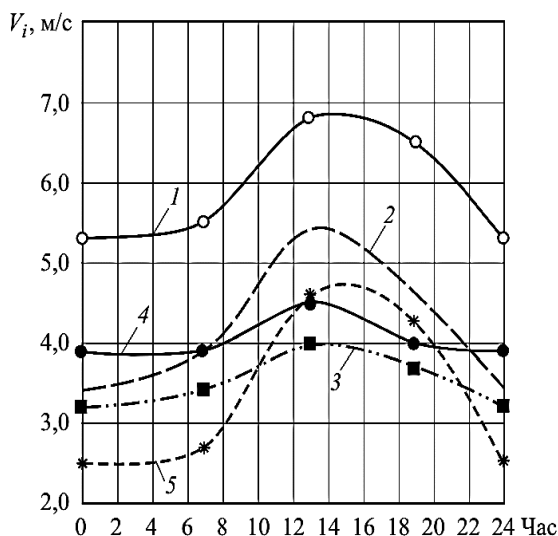


Рис. 5.13. Среднемесячный суточный ход скорости ветра за июнь по СБД «Флюгер» на высоте 10 м:

1 – Анадырь (Чукотка); 2 – Мурманск – Халдеев мыс (Мурманская обл.); 3 – Ключи (Камчатка); 4 – Кронштадт (Ленинградская обл.); 5 – Охотск (Хабаровский край)

5.6.4. Краткосрочные вариации скорости ветра: турбулентность, порывистость ветра

Краткосрочные вариации скорости ветра включают турбулентность и внезапные порывы ветра. На рисунке 5.14 представлен типичный график изменения скорости ветра, измеренной с помощью термоанемометра в течение 10 минут. Из него видно, что воздушное течение в точке измерения имеет явно выраженный турбулентный характер. Острые пики на графике соответствуют порывам ветра.

Выражение «*турбулентность*» обозначает среднюю величину случайных изменений скорости ветра в течение 10 минут. В основном, турбулентность вызывается двумя причинами: «трением» о земную поверхность, обусловленным топографическими особенностями (холмы, горы и т.д.) и локальными эффектами (здания, деревья и т.д.) – так называемая механическая турбулентность; тепловыми эффектами, которые приводят к вертикальному движению воздушных масс – термическая турбулентность.

Турбулентный поток состоит из трех составляющих векторов: продольная составляющая – по направлению средней скорости ветра; боковая составляющая –

горизонтально и перпендикулярно к продольной составляющей; вертикальная составляющая, направленная вверх (восходящая) перпендикулярно к продольной и боковой составляющей, т.е. имеет отклонение от вертикали на угол отклонения среднего потока.

Общий уровень турбулентности характеризуется *интенсивностью турбулентности* I , равной отношению среднеквадратичного отклонения скорости ветра σ_V к средней скорости ветра \bar{V} , определенной из того же самого набора выборок измеренных данных скорости ветра, которое берется за указанный период времени T (обычно 10 минут или 1 час) (5.20):

$$I = \sigma_V / \bar{V}, \quad (5.20)$$

где σ_V определяется по формуле (5.9); \bar{V} определяется по формуле (5.7). Наиболее характерный диапазон изменения интенсивности турбулентности – от 0,1 до 0,4.

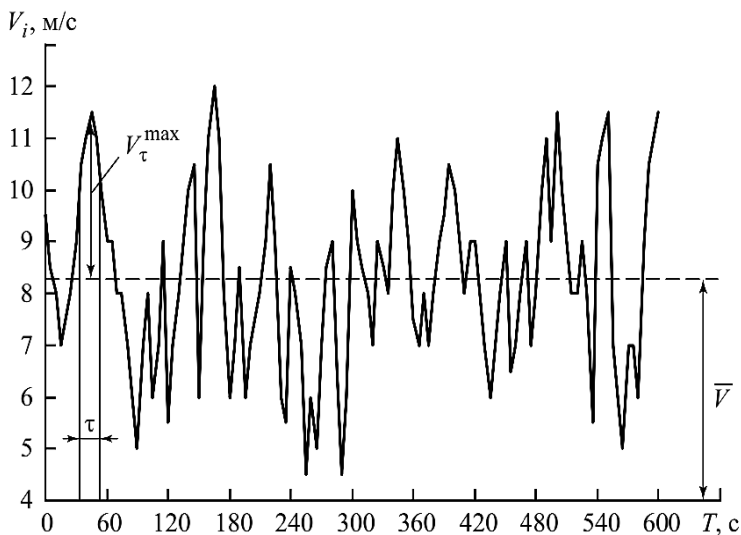


Рис. 5.14. Краткосрочные вариации скорости ветра

Порыв ветра – колебание скорости ветра от минимума к максимуму и обратно независимо от его величины. Характеристикой порывистости является коэффициент порывистости $K_{пор}$, определяемый отношением (5.21):

$$K_{пор} = V_{\tau}^{max} / \bar{V}, \quad (5.21)$$

где V_{τ}^{max} , м/с – скорость ветра в максимальном порыве, усредненная за время τ (обычно от 3 до 10 с); \bar{V} , м/с – скорость ветра, усредненная за более длительный промежуток времени T , чем τ .

На рисунке 5.14 видны отдельные порывы ветра, имеющие разные амплитуды и частоты. Коэффициенты порывистости $K_{\text{пор}}$ зависят от ряда факторов: интервалов осреднения средней скорости T и максимального порыва τ ; средней скорости ветра \bar{V} ; высоты от поверхности земли h ; температурной стратификации атмосферы; топографии и локальных препятствий и т.д. Проведенные исследования отечественными и зарубежными учеными позволили сделать следующие выводы: диапазон изменения $K_{\text{пор}}$ от 1 до 1,45; происходит уменьшение $K_{\text{пор}}$ с ростом высоты от поверхности земли h , средней скорости ветра \bar{V} и времени осреднения максимальной скорости ветра в порыве τ [3].

На рисунке 5.15 приведена зависимость коэффициента порывистости от высоты h и средней скорости ветра по данным Гоптарева Н.П. [25], полученных по метеонаблюдениям каспийских ветров в районе Нефтяных Камней (Азербайджан, Баку).

Зависимость величины коэффициента порывистости $K_{\text{пор}}$ от величины средней скорости \bar{V} и интервала осреднения τ максимальной скорости ветра в порывах приведена по японским данным в табл. 5.29 [25].

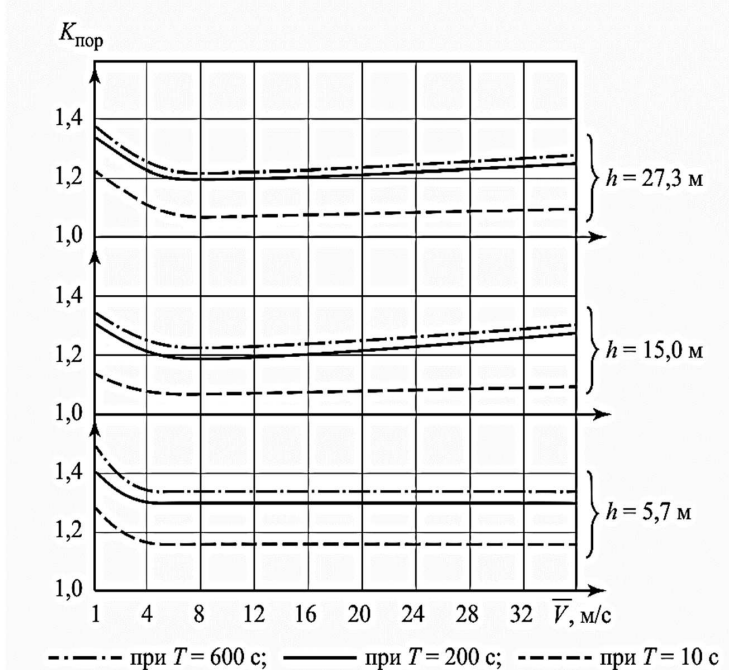


Рис. 5.15. Зависимость коэффициента порывистости от высоты и средней скорости ветра в районе Нефтяных Камней (Азербайджан, Баку)

Зависимость коэффициента порывистости $K_{\text{пор}}$ от средней скорости \bar{V} и интервала осреднения τ максимальной скорости ветра в порывах

\bar{V} , м/с	τ , с		
	2	5	10
10	1,44	1,41	1,38
20	1,36	1,32	1,31
30	1,29	1,27	1,26
40	1,26	1,24	1,26

5.6.5. Модели краткосрочных вариаций скорости ветра

При разработке моделей краткосрочных вариаций скорости ветра при порывах рекомендуется рассматривать следующие формы относительного изменения скорости ветра [26]: прямоугольная, трапециевидная и косинусоидальная – $1 - \cos(2\pi t/\tau)$. В приведенном ниже примере была выбрана косинусоидальная форма порыва. Существует множество разработанных моделей краткосрочных вариаций скорости ветра [26–30], но подход к моделированию один: скорость ветра за некоторый момент времени $v(t)$ представляется, состоящей из средней скорости ветра \bar{V} , за некоторый временной интервал от нескольких минут (или нескольких часов), и наложенными турбулентными флуктуациями $v^m(t)$ (5.22):

$$v(t) = \bar{V} + v^m(t). \quad (5.22)$$

В качестве исходных данных задаются средние скорости ветра \bar{V} за Δt -минутный интервал времени (обычно 10 минут или 1 час), в ниже приведенном примере Δt равно 10 минут. Может рассматриваться моделирование ветра за более короткие периоды времени, в качестве которых может быть выбран интервал от одной до нескольких секунд, что наиболее важно при разработке алгоритмов управления ВЭУ.

Наиболее известными моделями краткосрочных вариаций ветра считаются модели Ван Дер Ховена [28, 29] и Кармана [30]. Рассмотрим моделирование скорости ветра в виде нестационарного случайного процесса с применением этих двух моделей. В модели Кармана учитывается модель турбулентности скорости ветра, определяемая следующими параметрами: средней скоростью ветра \bar{V} , интенсивностью турбулентности I и длиной турбулентности l , которые могут быть получены в результате статистической обработки ряда срочных наблюдений скорости ветра, либо приняты априори, согласно информации по рассматриваемой площадке.

Средняя протяжённость зоны турбулентности по ветру примерно в 7 раз больше высоты препятствий ее создающих. Оно увеличивается или уменьшается в зависимости от скорости ветра. Длину турбулентности l можно определить по формуле (5.23):

$$l = Vh/2, \quad (5.23)$$

где V – скорость ветра, м/с; h – высота препятствий, м. Эти параметры коррелируют: на побережье длина турбулентности мала, т.е. 100-200 м; для сложного рельефа значения выше, т.е. 200–500 м [29, 30].

На кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» была разработана модель краткосрочных вариаций скорости ветра. Ниже приводится ее описание.

Дано: средняя скорость ветра \bar{V} за период времени T (обычно десять минут или час); модель турбулентности в виде зависимости интенсивности турбулентности от средней скорости ветра $I(\bar{V})$, длина турбулентности l .

Определить: скорости ветра $v(t)$ за заданные интервалы времени (от одной до нескольких секунд), на которые разбивается период времени T .

Процедура численного моделирования скорости ветра в модели Ван Дер Ховена основана на дискретизации (выборке) спектра.

Рассмотрим дискретные значения частоты ω_i ($i = 1, N + 1$) и соответствующие им значения спектральной плотности $S_v(\omega_i)$. Гармоника при частоте ω_i имеет амплитуду A_i (5.24):

$$A_i = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{1}{2} (S_v(\omega_i) + S_v(\omega_{i+1})) \cdot (\omega_{i+1} - \omega_i)}, \quad (5.24)$$

и фазу Ψ_i , которая генерируется датчиком случайных чисел, с равномерным шагом на отрезке $[\pi, -\pi]$ [29].

Расчет $S_v(\omega_i)$ проводим по модели Кармана [30], учитывающей турбулентность скорости ветра (5.25):

$$S_v(\omega_i) = \frac{0,475 \cdot \sigma_v^2 \cdot \frac{l}{v}}{\left[1 + \left(\frac{\omega_i \cdot l}{v} \right)^2 \right]^{\frac{5}{6}}}, \quad (5.25)$$

где σ_v – среднеквадратичное отклонение за один и тот же период времени наблюдаемых значений скорости ветра от средней скорости ветра \bar{V} , l – длина турбулентности.

Скорость ветра $v(t)$ моделируется с использованием двух моделей ветра Ван Дер Ховена и Кармана по формуле (5.26):

$$v(t) = \sum_{i=0}^N A_i \cos(\omega_i t + \Psi_i), \quad (5.26)$$

где $\omega_0 = 0$, $\Psi_0 = 0$ и $A_0 = \bar{V}$, где \bar{V} – среднее значение скорости ветра за 10-минутный интервал.

В качестве примера, приводится моделирование краткосрочных вариаций скорости ветра на площадке МС Дубки. В качестве исходной информации были использованы 10-минутные осредненные значения скорости ветра за 1989 г, максимальная наблюдаемая скорость ветра – 20,4 м/с, среднегодовая – 5,6 м/с. Длина турбулентности l для данной местности принята 200 м.

В соответствии с методикой, изложенной в [25], на площадке МС Дубки была получена модель турбулентности ветра (рис. 5.16) в виде эмпирической зависимости интенсивности турбулентности I от средней скорости ветра \bar{V} (5.27).

$$I = 1,134 \cdot \bar{V}^{-0,522}. \quad (5.27)$$

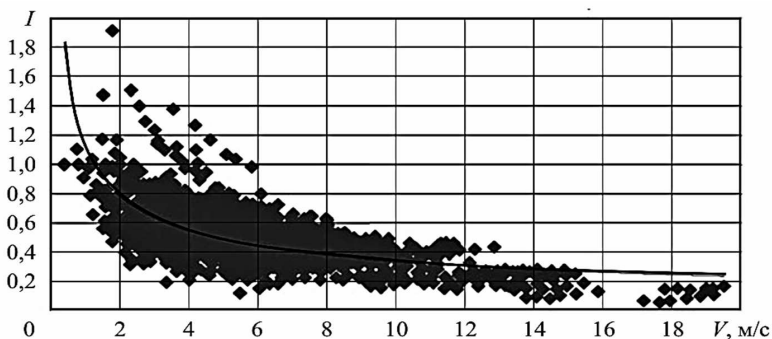


Рис. 5.16. Зависимость турбулентности от средней скорости ветра на площадке МС Дубки

Восстановление проводилось для временного периода 4 ч с шагом 1 с (рис. 5.17) по формуле (5.26).

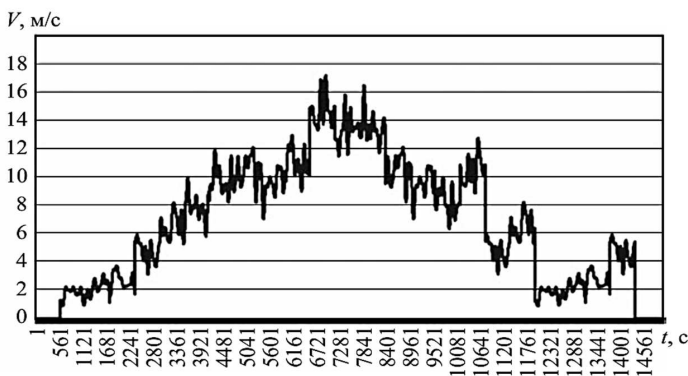


Рис. 5.17. Краткосрочные вариации скорости ветра в течение 4 часов на площадке МС Дубки

5.7. Теоретические (модельные) характеристики повторяемости скорости ветра

5.7.1. Теоретические характеристики повторяемости скорости ветра

В практике выполнения ветроэнергетических расчетов обычно выполняется аппроксимация (выравнивание) фактической повторяемости скорости ветра $t(V)$ с помощью различных теоретических аналитических (или табулированных) зависимостей $t^T(V)$. Также к построению $t^T(V)$ прибегают в случае отсутствия близко расположенной МС (хотя бы в радиусе 50 км) от места предполагаемой установки ВЭУ или существенного расхождения топографических условий в предполагаемом месте установки ВЭУ и МС. Математические аппроксимации фактических повторяемостей скорости ветра $t(V)$ теоретическими функциями $t^T(V)$ определяются статистическим моделированием, основанным на обработке имеющихся фактических повторяемостей скорости ветра $t(V)$, полученных на сети МС.

Первые попытки вывести общий закон теоретической повторяемости скорости ветра были сделаны еще в 1889 г. Б.И. Срезневским. В своих работах он показал возможность применения к описанию распределений скорости ветра у поверхности земли с помощью закона Максвелла, который для повторяемости скорости ветра может быть выражен формулой (5.28):

$$t(V) = \frac{\pi V}{2\bar{V}^2} \cdot e^{\frac{\pi V^2}{4\bar{V}^2}}, \quad (5.28)$$

или для продолжительности (обеспеченности) (5.29):

$$O(V) = e^{-\frac{\pi V^2}{4\bar{V}^2}}, \quad (5.29)$$

где V – индивидуальное значение скорости ветра; \bar{V}_0 – среднегодовое значение скорости ветра.

Позднее в своих работах И.Г. Гутерман показал применимость закона Максвелла к описанию распределения скорости только в свободной атмосфере. Так как сравнение фактических повторяемостей скорости ветра по данным наземных МС не подтвердили их соответствие теоретическим по закону Максвелла в основном из-за увеличенного числа штилей у поверхности земли и идея применения закона Максвелла в более поздних исследованиях уже не рассматривалась.

В первой половине XX века теоретическими исследованиями по нахождению модельных повторяемостей ветра занимались Хессельберг, Е.С. Кузнецов, М.А. Омшанский и др. Для аппроксимации фактических повторяемостей скорости в отечественной ветроэнергетике во второй половине прошлого века использовались зависимости – Поморцева, Гуллена, Гудрича, Гриневича, Вейбулла [3]. В [23] приводится табулированное распределение Гринцевича.

В зарубежной практике для аппроксимации $t(V)$ были приняты и используются в настоящее время аналитические однопараметрическая функции Рэля и двухпараметрическая функция Вейбулла [3]. Математическое выражение двухпараметрического распределения Вейбулла для повторяемости скорости ветра имеет вид (5.30):

$$t^B(V) = \Delta V_j \cdot \frac{\gamma}{\beta} \cdot \left(\frac{V}{\beta}\right)^{\gamma-1} \cdot e^{\left[-\left(\frac{V}{\beta}\right)^\gamma\right]}, \quad (5.30)$$

для продолжительности (обеспеченности) скорости ветра (5.31):

$$O(V) = 1 - e^{\left[-\left(\frac{V}{\beta}\right)^\gamma\right]}, \quad (5.31)$$

где ΔV_j – интервал j -ой градации; γ и β – параметры функции распределения Вейбулла, параметр γ (о.е.) (обозначение в других источниках – k или α) определяет форму рассматриваемой кривой распределения, а параметр β (м/с) (обозначение в других источниках c) – масштабный параметр скорости. При $\gamma = 1$ функция распределения Вейбулла носит название экспоненциального распределения, при $\gamma = 2$ распределение имеет специальное название – однопараметрическое распределение Рэля.

Функция Вейбулла впервые была предложена советскими учеными и широко использовалась для статистической экстраполяции максимальных скоростей ветра. В мировой практике при определении максимальной скорости ветра также широко используется распределение Вейбулла, а именно один из его параметров – параметр формы γ . Если параметр формы $\gamma < 1,77$, то V_e^{\max} определяется по формуле (5.32):

$$\frac{V_e^{\max}}{\bar{V}_0} = \frac{1}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)} \cdot \left[-\ln \left\{ 1 - \exp\left(\frac{\ln\left(1 - \frac{1}{T_{50}}\right)}{n}\right) \right\} \right]^{\frac{1}{\gamma}}, \quad (5.32)$$

где \bar{V}_0 – среднемноголетняя скорость ветра, γ – коэффициент формы теоретического распределения Вейбулла, T_{50} – период повторяемости 50 лет, $n = 2302$ (определено EWTS II-Part 1-SubC.14). При параметрах $\gamma > 1,77$ формула (5.32) имеет тенденцию недооценивать максимальную скорость и ее следует определять по формуле (5.33):

$$V_e^{\max} = 5\bar{V}_0. \quad (5.33)$$

Аппроксимация по формуле Вейбулла была применена для оценки ветроэнергоресурсов на территории США.

При выборе теоретической функции повторяемости скорости ветра обычно преследуют две цели: с одной стороны, стремятся увеличить точность интерполяции фактических распределений $t(V)$, с другой – уменьшить объем вычислительных

работ, связанных с определением параметров разных уравнений для описания теоретических повторяемостей. Фактическое распределение получается в результате статистической обработки данных на основании ограниченного числа наблюдений и, как правило, не позволяет объективно судить о законе, которому подчиняется распределение генеральной совокупности значений изучаемой величины. Для установления такого закона обычно вводится предположение (гипотеза), что статистический ряд, лежащий в основе фактического распределения, представляет собой случайную выборку из генеральной совокупности, имеющей закон $t^T(V)$, параметры которой, как уже говорилось, вычисляются по фактическим данным наблюдений. Естественно, что между $t(V)$ и $t^T(V)$ всегда будет некоторое расхождение. Таким образом, появляется задача, заключающаяся в оценке величины расхождения и установлении: носит ли расхождение случайный характер или нет. Для решения указанной задачи необходимо, прежде всего, выбрать оправданную меру расхождения между $t(V)$ и $t^T(V)$. Для практического применения данного принципа необходимо задаться так называемым *уровнем значимости* – вероятностью принятия случайного расхождения за систематическое. Сам выбор величины уровня значимости является условным и чаще всего принимают равным 5%.

Существует ряд критериев согласия, основанных на изучении распределения различным образом составленной меры расхождения. В климатологической практике наиболее широко используются критерии Пирсона и Колмогорова. Но ни один из критериев согласия не может рассматриваться как достаточный, ведь в его основе лежит условно установленная мера расхождения и известная погрешность в оценке практически невозможных событий. Поэтому необходимо производить оценку по крайней мере по двум критериям согласия.

В работе [23] были проведены расчеты по оценке точности применения различных теоретических повторяемостей по сравнению с фактическими для условий РФ. Полученные результаты показали, что наиболее точные способы восстановления повторяемости скоростей ветра в различных ветровых условиях РФ дают двухпараметрическое распределение Вейбулла $t^B(V)$ и табулированное распределение Гринцевича $t^{Гр}(V)$. Расчеты, проведенные на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» по многолетним данным наблюдений в условиях 620-и МС по СБД «Погода России» и 80-и МС по СБД «Флюгер» в различных регионах РФ также подтвердили применимость этих двух распределений.

5.7.2. Методы определения параметров β и γ функции распределения Вейбулла

На рисунке 5.18 в качестве примера представлен график зависимости $t^B(V)$ по аналитическому распределению Вейбулла для шести значений параметра γ от 1 до 3 при постоянном значении средней скорости $\bar{V} = 6$ м/с, а на рис. 5.19 – $t^T(V)$ для трех значений \bar{V} от 4 до 8 м/с при постоянном значении параметра $\gamma = 1,4$.

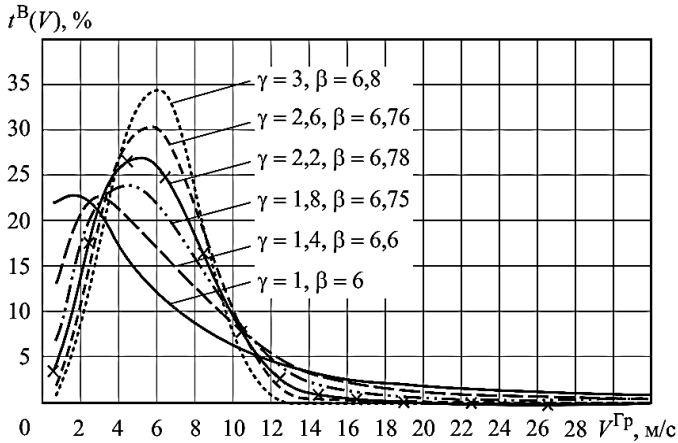


Рис. 5.18. Функция распределения Вейбулла для шести значений параметра γ (от 1 до 3) при значении $\bar{V} = 6$ м/с

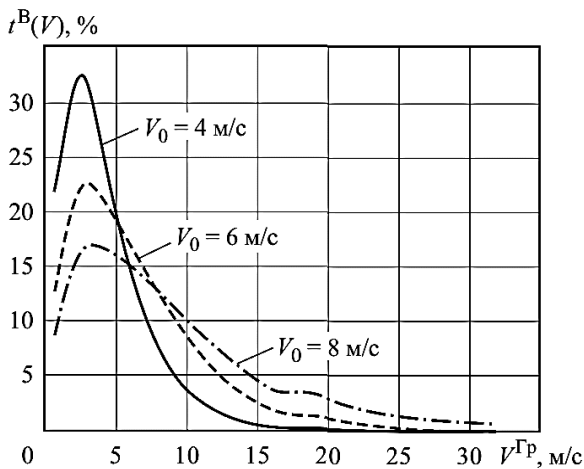


Рис. 5.19. Функция Вейбулла при постоянном значении параметра $\gamma = 1,4$ для трех значений \bar{V}_0

Как видно из рис. 5.18 и 5.19 увеличивается повторяемость $t^B(V)$ низких скоростей ветра и уменьшается диапазон изменения скоростей либо при увеличении параметра γ при постоянном значении \bar{V} , либо при уменьшении значения \bar{V} при постоянном значении параметра γ .

Функция Вейбулла $t^B(V)$ хорошо аппроксимирует одномодальную фактическую повторяемость скорости ветра $t(V)$ в диапазоне скоростей от 5 м/с до 20 м/с [3]. Расхождения между $t(V)$ и $t^B(V)$ существенно зависят от точности нахождения параметров β и γ , которые можно определить несколькими методами: графическим, методом наименьших квадратов, максимального правдоподобия, моментов и т.д. [1, 2, 3, 23].

Рассмотрим некоторые методы оценки параметров β и γ функции Вейбулла:

1. *Метод моментов* учитывает связь между параметрами β и γ по любым двум моментам распределения. Для начальных моментов порядка k при использовании распределения Вейбулла имеет место соотношение (5.34).

$$M_k(\beta, \gamma) = \beta^k \Gamma\left(1 + \frac{k}{\gamma}\right), \quad (5.34)$$

где $\Gamma(x)$ – гамма-функция, определяемая по формуле (5.35).

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} \cdot t^{x-1} \cdot dt, \quad (5.35)$$

и она может быть аппроксимирована функцией (5.36).

$$\Gamma(x) = \sqrt{2\pi x} \cdot (x^{x-1}) \cdot (e^{-x}) \cdot \left(1 + \frac{1}{12x} - \frac{139}{51840x^3} + \dots\right). \quad (5.36)$$

Значения $\Gamma(x)$ при $1,0 < x = 1 + \frac{1}{\gamma} < 2,0$ представлены в табл. 5.30.

Таблица 5.30

Значения $\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)$ (в о.е.) при $1,0 < \left(1 + \frac{1}{\gamma}\right) < 2,0$ [31]

$1 + \frac{1}{\gamma}$	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)$	$1 + \frac{1}{\gamma}$	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)$	$1 + \frac{1}{\gamma}$	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)$	$1 + \frac{1}{\gamma}$	$\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)$
1,00	1,00000	1,26	0,90440	1,52	0,88704	1,78	0,92623
1,01	0,99433	1,27	0,90250	1,53	0,88757	1,79	0,92877
1,02	0,98884	1,28	0,90072	1,54	0,88818	1,80	0,93138
1,03	0,98355	1,29	0,89904	1,55	0,88887	1,81	0,93408
1,04	0,97844	1,30	0,89747	1,56	0,88964	1,82	0,93685
1,05	0,97350	1,31	0,89600	1,57	0,89049	1,83	0,93969
1,06	0,96874	1,32	0,89464	1,58	0,89142	1,84	0,94261
1,07	0,96415	1,33	0,89338	1,59	0,89243	1,85	0,94561
1,08	0,95973	1,34	0,89222	1,60	0,89352	1,86	0,94869
1,09	0,95546	1,35	0,89115	1,61	0,89468	1,87	0,95184
1,10	0,95135	1,36	0,89018	1,62	0,89592	1,88	0,95507
1,11	0,94740	1,37	0,88931	1,63	0,89724	1,89	0,95838
1,12	0,94359	1,38	0,88854	1,64	0,89864	1,90	0,96177
1,13	0,93993	1,39	0,88785	1,65	0,90012	1,91	0,96523
1,14	0,93642	1,40	0,88726	1,66	0,90167	1,92	0,96877
1,15	0,93304	1,41	0,88676	1,67	0,90330	1,93	0,97240

$1 + \frac{1}{\gamma}$	$\Gamma(1 + \frac{1}{\gamma})$	$1 + \frac{1}{\gamma}$	$\Gamma(1 + \frac{1}{\gamma})$	$1 + \frac{1}{\gamma}$	$\Gamma(1 + \frac{1}{\gamma})$	$1 + \frac{1}{\gamma}$	$\Gamma(1 + \frac{1}{\gamma})$
1,16	0,92980	1,42	0,88636	1,68	0,90500	1,94	0,97610
1,17	0,92670	1,43	0,88604	1,69	0,90688	1,95	0,97988
1,18	0,92373	1,44	0,88581	1,70	0,90864	1,96	0,98374
1,19	0,92089	1,45	0,88566	1,71	0,91057	1,97	0,98768
1,20	0,91817	1,46	0,88560	1,72	0,91258	1,98	0,99171
1,21	0,91558	1,47	0,88563	1,73	0,91467	1,99	0,99581
1,22	0,91311	1,48	0,88575	1,74	0,91683	2,00	1,00000
1,23	0,91075	1,49	0,88595	1,75	0,91906	–	–
1,24	0,90852	1,50	0,88623	1,76	0,92137	–	–
1,25	0,90640	1,51	0,88659	1,77	0,92376	–	–

Средняя скорость ветра \bar{V} , среднеквадратическое отклонение σ_V и коэффициент вариации C_V могут быть определены по формулам (5.37) и (5.38):

$$\bar{V} = \beta \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right), \quad (5.37)$$

$$\sigma_V^2 = \bar{V}^2 \cdot \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{\gamma}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)} - 1 \right]. \quad (5.38)$$

Таким образом, располагая данными о средней скорости ветра и коэффициенте вариации, можно однозначно определить параметры β и γ распределения Вейбулла. Также следует отметить, что по методу моментов параметры распределения β и γ оцениваются с использованием середины градации, что соответствует точности расчета основных статистических характеристик.

2. Аналитический метод расчета.

Параметр γ определяется по эмпирической формуле Л.Б. Гарцмана [3], известной в зарубежных источниках, как формула Justus, для $1,0 \leq \gamma \leq 10,0$ (5.39):

$$\gamma = C_V^{-1,069}, \quad (5.39)$$

где C_V , о.е. – коэффициент вариации скоростей ветра.

Второй параметр двухпараметрического распределения функции Вейбулла – β (в м/с) может быть определен по формуле (5.37) или по эмпирической формуле Lysen (5.40):

$$\beta = \bar{V} \cdot \left(0,568 + \frac{0,433}{\gamma}\right)^{\frac{1}{\gamma}}. \quad (5.40)$$

3. *Графический метод с использованием логарифмической клетчатки вероятностей, разработанный в ГГО им. А.И. Воейкова* нашел широкое применение в середине прошлого века, когда были ограничены средства вычислительной техники [3].

Графический метод заключается в использовании специальной вероятностной клетчатки, координаты которой приведены в табл. 5.31.

При построении такой клетчатки в системе координат $x = \ln(V)$, $y = \ln(-\ln O)$ формула (5.31) преобразуется к виду (5.41):

$$y = \gamma \cdot x - \gamma \cdot \ln \beta, \quad (5.41)$$

т.е. в приведенной системе координат функция $O(V)$ может быть аппроксимирована прямой (рис. 5.20). Тогда параметр γ определяется, как угловой коэффициент прямой на графике или тангенс угла ее наклона к оси, на которой отложен $\ln(V)$, т.е. (5.42):

$$\gamma = \operatorname{ctg}(\alpha) = AB(\text{мм})/BC(\text{мм}). \quad (5.42)$$

Параметр β (о.е.) может быть определен по формуле (5.37).

Точность определения γ существенно зависит, как от точности построения линейной зависимости $O(V)$, так и бланков самой клетчатки.

Существенным недостатком графического метода является погрешность, которая допускается при проведении прямой по эмпирическим точкам.

Таблица 5.31

Координаты билогарифмической клетчатки вероятностей ГГО им. А.И. Воейкова для определения параметра γ функции распределения Вейбулла

V , м/с	y , мм	O , %	x , мм
3	0	10^{-4}	0
4	17,5	10^{-3}	10,0
5	27,5	10^{-2}	20,5
6	31,0	0,1	34,0
7	42,5	1	52
8	47,5	5	71,0
9	53,4	10	82,5
10	57,5	20	99,0
12	65,7	30	111,5
14	72,6	40	124
16	78,0	50	136,2
18	83,0	60	149,5
20	87,5	70	165,6
30	105,0	80	185,0
35	112,6	90	219,2
40	118,0	–	–
45	123,5	–	–
50	128	–	–

Следует отметить, что двухпараметрическое распределение Вейбулла справедливо для одновершинных (одномодальных) фактических функций и не всегда обеспечивает необходимую точность в регионах, для которых характерны бимодальные распределения скорости с наличием второго максимума в области больших скоростей ветра от 14 м/с до 22 м/с, который меньше по абсолютной величине первого максимума, наблюдаемого в зоне малых скоростей ветра от 3 м/с до 6 м/с (рис. 5.21).

При этом прослеживается закономерность: с ростом значений \bar{V}_0 расхождение между первым и вторым максимумом снижается. Как показали проведенные авторами расчеты на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ», это характерно для некоторых островных и береговых МС Баренцева моря (Мурманская обл.), Камчатки, Хабаровского края и др. В этом случае также применимо распределение Вейбулла, но для уменьшения ошибки аппроксимации оно используется с двумя различными масштабными коэффициентами (β_1 и β_2) и коэффициентами формы (γ_1 и γ_2), т.е. (5.43):

$$t^B(V) = \frac{\gamma_1}{\beta_1} \cdot \left(\frac{V}{\beta_1}\right)^{\gamma_1-1} \cdot e\left[-\left(\frac{V}{\beta_1}\right)^{\gamma_1}\right] + \left(1 - \frac{\gamma_2}{\beta_2} \left(\frac{V}{\beta_2}\right)^{\gamma_2-1}\right) e\left[-\left(\frac{V}{\beta_2}\right)^{\gamma_2}\right]. \quad (5.43)$$

Для бимодальных распределений скорости ветра, как отмечено в [23], меньшие ошибки аппроксимации по сравнению с распределением Вейбулла дает применение табулированного распределения Гринцевича (табл. 5.21, рис. 5.21).

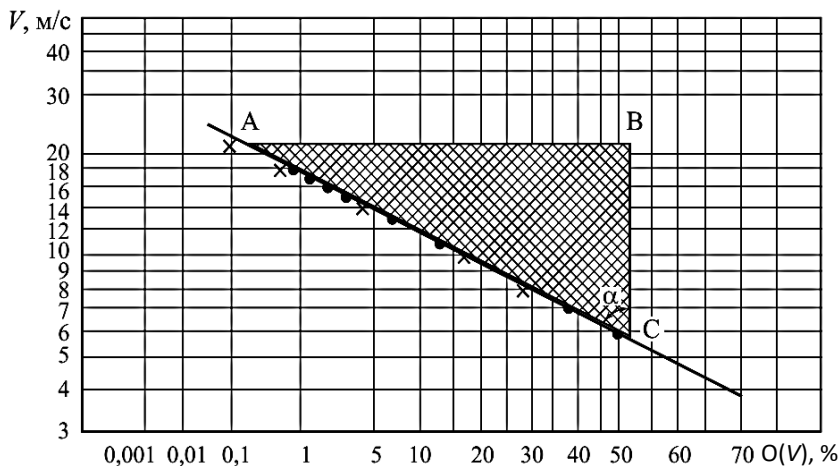


Рис. 5.20. Графическое определение параметра γ по логарифмической клетчатке вероятностей ГГО им. А.И. Войскова для МС Халдеев мыс

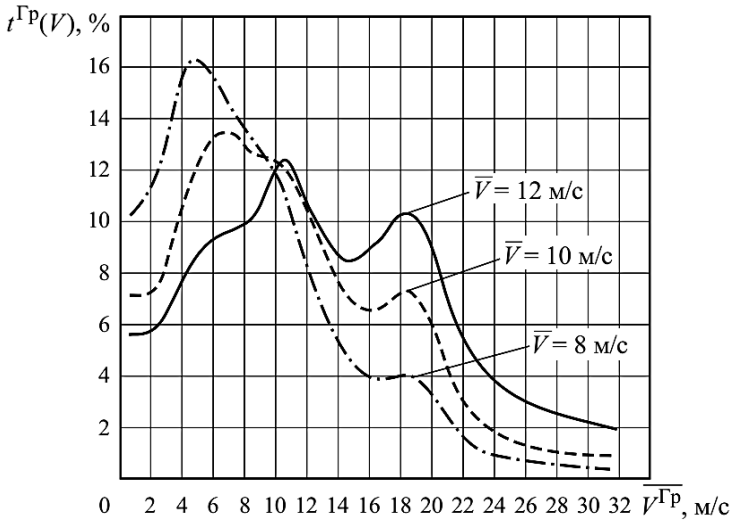


Рис. 5.21. Бимодальные распределения скорости ветра для трех значений средней скорости ветра \bar{V} по табулированному распределению Гринцевича

5.7.3. Табулированное распределение Гринцевича

Табулированное распределение Гринцевича [23] (табл. 5.32) было получено в результате статистической обработки всех имеющихся фактических повторяемостей скорости на МС России, представленных в СБД «Флюгер».

Восстановление повторяемости скоростей ветра по распределению Гринцевича $t^{\Gamma p}(V)$ происходит по известному значению средней скорости \bar{V} , лежащей между значениями средних скоростей ветра \bar{V}^l и \bar{V}^{l+1} табл. 5.32, для стандартных градаций методом линейной интерполяции по формуле (5.44):

$$t^{\Gamma p}(\bar{V}_j^{\Gamma p}) = t_j(\bar{V}^l) + [(t_j(\bar{V}^{l+1}) - t_j(\bar{V}^l))/(\bar{V}^{l+1} - \bar{V}^l)](\bar{V} - \bar{V}^l), \quad (5.44)$$

где $t^{\Gamma p}(\bar{V}_j^{\Gamma p})$ – повторяемость скорости в j -ой градации для средней скорости \bar{V} ; $(t_j(\bar{V}^{l+1}), t_j(\bar{V}^l), \%)$ – повторяемости скорости в j -ой градации для средних скоростей ветра \bar{V}^l и \bar{V}^{l+1} табл. 5.32. При этом средняя ошибка определения повторяемости ветра в любом из j -х интервалов скоростей табл. 5.32 не должна превышать 10–20% [20].

Существенным преимуществом применения распределения Гринцевича по сравнению с распределением Вейбулла является возможность восстановления повторяемости скорости ветра в любой географической точке только по одному известному значению средней скорости \bar{V} при отсутствии фактической повторяемости скорости ветра $t(V)$.

**Табулированное распределение Гринцевича
для средней скорости ветра**

\bar{v}^I , м/с	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24	25-28	29-34	35-39	>40
0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1,4	77,1	15,5	5,2	1,5	0,4	0,2	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2,0	59,8	23,8	10,3	3,8	1,3	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3,0	38,9	28,3	18,2	8,6	3,3	1,1	0,9	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4,0	24,6	27,4	23,1	13,1	5,0	2,3	1,9	0,7	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5,0	17,8	22,9	22,9	15,0	9,0	4,7	3,3	1,4	1,1	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
5,0	14,6	18,5	20,6	15,2	11,4	7,3	4,8	2,6	2,0	1,5	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
7,0	11,9	14,1	18,4	15,8	13,1	10,2	5,5	3,8	2,8	2,2	0,5	0,3	0,1	0,1	0,0
8,0	10,1	11,9	15,1	15,0	13,2	11,2	7,4	4,8	3,9	3,9	1,3	0,7	0,4	0,1	0,0
9,0	8,7	9,2	14,0	14,4	12,8	11,9	8,5	5,0	5,4	5,4	1,9	0,9	0,6	0,2	0,0
10,0	7,1	7,5	11,5	13,4	12,6	12,1	9,9	7,2	5,6	7,1	2,6	1,3	0,9	0,3	0,0
11,0	5,5	5,5	9,6	11,2	11,5	12,7	10,0	8,0	7,9	8,4	3,9	2,0	1,3	0,6	0,0
12,0	5,6	5,0	8,2	9,5	10,2	12,3	10,2	8,5	9,2	10,1	4,9	2,9	1,7	0,8	0,1
12,7	5,2	5,5	7,2	8,7	9,8	11,8	9,8	8,8	9,6	11,0	5,8	3,5	2,2	1,0	0,1

5.7.4. Анализ применимости теоретических повторяемостей по распределению Вейбулла и Гринцевича в условиях различных регионов России

Оценить применимость $t^T(V)$ можно сравнением с фактической $t(V)$ по критериям Пирсона и Колмогорова. В [1, 3] в качестве критерия точности применения $t^T(V)$ рассматривается среднеквадратичное отклонение σ_t данных фактической кривой повторяемости $t(V)$ от теоретической $t^T(V)$, максимально допустимое значение которого для условий России принято 6% [1, 3].

Среднеквадратичное отклонение σ_t теоретической повторяемости $t^T(V)$ от фактической $t(V)$ определяется по формуле (5.45):

$$\sigma_t = \sqrt{M[t^T(V) - t(V)]^2}, \quad (5.45)$$

где σ – теоретическая повторяемость; $t(V)$ – фактическая повторяемость; $M[t^T(V) - t(V)]^2$ – математическое ожидание, рассчитываемое для дискретных значений $t^T(\Delta V_j^{\text{rp}})$ и $t(\Delta V_j^{\text{rp}})$ (5.46):

$$M[t^T(V) - t(V)]^2 = \sum_{j=1}^{N^{rp}} [t^T(\Delta V_j^{rp}) - t(\Delta V_j^{rp})]^2 \cdot \Delta V_j^*, \quad (5.46)$$

где ΔV_j^* в о.е. рассчитывается по формуле (5.47):

$$\Delta V_j^* = \Delta V_j^{rp} / V^{\max}, \quad (5.47)$$

где ΔV_j^{rp} , м/с – интервал скорости j -ой градации, V^{\max} , м/с – максимальная скорость ветра за наблюдаемый период.

На кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» для 15 регионов России (табл. 5.33) по данным наземных 480-и МС (СБД «Погода России» и СБД «Флогер») был проведен анализ применимости аналитического распределения Вейбулла $t^B(V)$ и табулированного распределения Гринцевича $t^{rp}(V)$ по критерию среднеквадратичного отклонения: σ_t^B – среднеквадратическое отклонение $t(V)$ от $t^B(V)$; σ_t^{rp} – среднеквадратическое отклонение $t(V)$ от $t^{rp}(V)$. Расчет параметров распределения Вейбулла производился: γ по эмпирической формуле Гарцмана (5.39); β по формуле (5.37). Полученные результаты расчетов представлены в табл. 5.33. По каждому региону указано количество МС, в условиях которых проводились расчеты, а также диапазоны σ_t для двух распределений.

Первичный анализ проведенных расчетов по МС (СБД «Погода России» и СБД «Флогер») различных регионов России выявил:

- в условиях большинства МС неоспоримым преимуществом по выбранному критерию σ_t обладает распределение Вейбулла;
- в условиях 86-и МС рассмотренных регионов России распределение Гринцевича неприменимо, так как $\sigma_t^{rp} > 6\%$;
- значение параметра γ распределения Вейбулла для рассмотренных регионов России находится в диапазоне от 0,9 до 2,2 и существенно зависит от среднемноголетней скорости ветра \bar{V}_0 . Для некоторых регионов РФ (Камчатки, Хабаровского края, Сахалина, Амурской области) характерны существенно меньшие значения параметра формы γ , чем для остальной части страны: Поволжье, Мурманская, Архангельская, Калининградская, Ленинградская, Ростовская и Новосибирская области, республики Коми и Карелия;
- для групп МС со схожими ландшафтными условиями и находящимися в одинаковых географических условиях значение параметра γ увеличивается с ростом среднемноголетней скорости ветра \bar{V}_0 .

Анализ значений параметров γ , полученных для построения теоретической повторяемости скорости ветра по распределению Вейбулла $t^B(V)$ на площадках 744 МС различных регионов России, позволил получить для отдельных территорий России со схожими ландшафтными условиями эмпирические линейные зависимости параметра в виде (5.48):

$$\gamma(\bar{V}_0) = a_1 \cdot \bar{V}_0 + a_2, \quad (5.48)$$

где \bar{V}_0 – среднегодовое значение скорости ветра на высоте флюгера, a_1, a_2 – коэффициенты аппроксимирующей зависимости для разных регионов представлены в табл. 5.34.

Пример. Требуется оценить применимость функции распределения Вейбулла и табулированного распределения Гринцевича в условиях МС Мурманск–Халдеев по заданной фактической повторяемости скоростей ветра $t(V)$.

Дано: $t(V)$ представлена в табл. 5.36.

Найти: $t^B(V), t^{Гр}(V), \sigma_t^B, \sigma_t^{Гр}$.

Для рассматриваемых распределений Вейбулла и Гринцевича определили среднегодовую скорость ветра $\bar{V}_0 = 4,47$ м/с, среднеквадратическое отклонение $\sigma_V = 2,48$ м/с и коэффициент вариации $C_V = 0,56$.

Определение параметров γ и β распределения Вейбулла осуществим несколькими методами:

– *Метод 1 (M1):* Параметр γ определим по эмпирической формуле Гарцмана (5.39): $\gamma = C_V^{-1,069} = 0,56^{-1,069} = 1,86$; параметр β определим по формуле (5.37) и для определения значения $\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)$ используем данные табл. 5.30:

$$\beta = \frac{\bar{V}_0}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)} = \frac{4,47}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{1,86}\right)} = \frac{4,47}{\Gamma(1,538)} = \frac{4,47}{0,888} = 5,03 \text{ м/с.}$$

– *Метод 2 (M2):* Параметр γ определим графическим методом по логарифмической клетчатке (рис. 5.22) – $\gamma = 1,9$; параметр β рассчитывается по формуле (5.37):

$$\beta = 4,47 / \Gamma\left(1 + \frac{1}{1,9}\right) = 4,47 / \Gamma(1,526) = 4,47 / 0,887 = 5,04 \text{ м/с.}$$

Таблица 5.33

Диапазоны параметра γ функции Вейбулла и σ , данных фактической $t(V)$ от теоретической $t^T(V)$ по МС различных регионов России (СБД «Погода России», СБД «Флюгер»)

№	Регион (кол-во МС, СБД)	Диапазон изменения параметра γ , о.е.	Диапазон изменения $\sigma_t^B, \%$	Диапазон изменения $\sigma_t^{Гр}, \%$
1	Мурманская область (31 МС, СБД «Погода России»)	1,19–2,0	0,38–2,35	0,7–8,51
2	Архангельская обл. (28 МС, СБД «Погода России»)	1,12–1,88	0,32–1,13	1,4–9,76
3	Республика Коми (20 МС СБД «Погода России»)	1,2–1,9	0,45–2,76	2,38–10,06
4	Республика Карелия (20 МС СБД «Погода России»)	1,38–1,92	0,5–2,5	3,6–8,2

№	Регион (кол-во МС, СБД)	Диапазон изменения параметра γ , о.е.	Диапазон изменения σ_t^B , %	Диапазон изменения $\sigma_t^{\Gamma P}$, %
5	Ленинградская область (16 МС, СБД «Погода России»)	1,27 – 1,88	0,4–2,1	0,8–6,3
6	Калининградская область (8 МС, СБД «Погода России»)	1,63–2,06	0,72–2,86	3,2–9,4
7	Новосибирская область (34 МС, СБД «Погода России»)	1,22–1,9	0,42–1,98	1,5–6,8
8	Хабаровский край (53 МС, СБД «Флюгер»)	0,95–1,4	0,41–3,61	0,46–3,84
9	Чукотский автономный округ (25 МС, СБД «Погода России»)	0,88–1,76	0,37–4,18	0,77–5,07
10	Амурская область (20 МС, СБД «Погода России»)	1,03–1,52	0,52–3,1	0,68–5,7
11	Сахалинская область (27 МС, СБД «Погода России»)	1,08–1,53	0,74–4,0	0,5–8,23
12	Камчатка (35 МС, СБД «Флюгер»)	0,98–1,71	0,82–2,31	0,99–4,61
13	Поволжский регион (12 МС Саратовской обл., 6 МС Самарской обл., 5 МС республика Татарстан, СБД «Погода России»)	1,3–2,2	0,42–1,96	2,21–7,26
14	Ростовская обл. (15 МС, СБД «Погода России»)	1,32–1,99	0,58–2,5	3,1–8,7
15	Республика Саха (112 МС, СБД «Погода России»)	1,09–2,14	0,32–2,77	1,91–9,52

Таблица 5.34

**Коэффициенты аппроксимирующей зависимости для определения параметра γ
теоретической кривой повторяемости скорости ветра
по распределению Вейбулла**

Регион	a_1	a_2
часть территории Мурманской области (побережье Белого и Баренцева морей)	0,14	1,07
Республика Карелия	0,12	1,30
Республика Коми, Архангельская область и часть территории Мурманской области (удаленной от побережий морей и Хибин)	0,095	1,4
Ленинградская область	0,48	0,35
Калининградская область	0,27	0,94
Поволжский регион	0,46	0,19

Регион	a_1	a_2
Чукотский автономный округ	0,19	0,56
Хабаровский край и Камчатка	0,09	0,80
остров Сахалин и близлежащие острова	0,06	0,98
Ростовская и Амурская области	0,28	0,75
Новосибирская область	0,21	0,92
Республика Саха	0,24	0,84
Краснодарский Край	0,28	0,65
Дагестан	0,10	1,14
Приморский край	0,05	1,37
Магаданская область	0,14	0,95
Иркутская область	0,20	0,93
Томская область	0,24	0,47
Ямало-ненецкий автономный округ	0,11	1,26
Таймырский автономный округ	0,16	0,34
Ненецкий автономный округ	0,01	1,80

Примеры оценки σ_t^B и $\sigma_t^{Гр}$ для МС республики Карелия приведены в табл. 5.35.

Таблица 5.35

σ_t^B и $\sigma_t^{Гр}$ для МС республики Карелия

Название метеостанций	\bar{V}_o	Аналитическое распределение Вейбулла							$\sigma_t^{Гр}, \%$
		Расчет γ по формуле Гарцмана (5.39)				Расчет γ по аналитической зависимости (5.48)			
		м/с	C_v	α	β	$\sigma_t^B, \%$	α	β	
Гридино	3,36	0,72	1,4	3,7	2,5	1,7	3,7	1,6	5,0
Кемь порт	3,26	0,57	1,8	3,7	1,1	1,7	3,7	1,9	6,4
Колежда	2,71	0,73	1,4	3,0	0,5	1,6	3,0	1,6	4,0
Кондопога	2,32	0,69	1,5	2,6	0,8	1,6	2,6	0,9	5,3
Кугонавалок	2,72	0,64	1,6	3,0	0,9	1,6	3,1	0,8	5,5

– Метод 3 (М3): Параметр γ по эмпирической формуле Гарцмана (5.39) – $\gamma = 1,86$; параметр $\beta = 3,99$ м/с определен по эмпирической формуле Lysen (5.40).

– Метод 4 (М4): Параметр γ определим по аналитической зависимости (5.48) для Мурманской области: $\gamma(\bar{V}_0) = 0,14\bar{V}_0 + 1,07 = 0,14 \cdot 4,47 + 1,07 = 1,7$; параметр β рассчитывается по формуле (5.37) $\beta = 5,03$ м/с.

Рассмотрим применимость пяти вариантов теоретических повторяемостей скорости $t^T(V)$ по заданной фактической $t(V)$: четыре варианта – аналитическое распределение Вейбулла $t^B(V)$ (формула (5.30)) при определении параметров γ и β четырьмя методами и один по табулированному распределению Гринцевича $t^{Гр}(V)$ (формула (5.44)). Результаты расчета представлены в табл. 5.36 и на рис. 5.20.

Таблица 5.36

Фактическая и теоретические повторяемости по распределениям Вейбулла и Гринцевича в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс

$\bar{V}_j^{Гр}, \text{м/с}$	$t(V), \%$	Распределение Вейбулла $t^B(V)$, %				Распределение Гринцевича $t^{Гр}(V)$, %
		М1: $\gamma = 1,86;$ $\beta = 5,03 \text{ м/с}$	М2: $\gamma = 1,9;$ $\beta = 5,04 \text{ м/с}$	М3: $\gamma = 1,86;$ $\beta = 3,96 \text{ м/с}$	М4: $\gamma = 1,7;$ $\beta = 5,03 \text{ м/с}$	
0,75	10,7	10,5	9,9	12,9	13,99	21,6
2,5	28,4	30,8	30,8	13,0	30,57	25,4
4,50	30,7	29,8	30,4	36,0	26,44	23,0
6,5	18,9	18,4	18,7	28,0	16,66	14,4
8,5	8	8,2	8,1	8,0	8,45	7,3
10,5	2,5	2,7	2,6	2,7	3,6	3,4
12,5	0,6	0,7	0,6	0,4	1,3	2,5
14,5	0,2	0,1	0,1	0,0	0,42	1,0
$\sigma_t, \%$	0	0,97	0,92	7,8	1,7	4,9

Из графического сопоставления пяти кривых теоретической повторяемости скорости ветра $t^T(V)$ с фактической $t(V)$ видно, что в районе МС Мурманск–Харлов мыс наилучшую аппроксимацию дает распределения Вейбулла при определении его параметров по методам М1 и М2.

Для проведения математической оценки соответствия $t^T(V)$ к $t(V)$ определим σ_t по формулам (5.42) – (5.44). Рассмотрим подробно расчет σ_t данных $t(V)$ от теоретической $t^B(V)$ при определении параметров распределения Вейбулла по методу М1.

Исходная информация и промежуточные расчеты по формулам (5.45) – (5.47) представлены в табл. 5.37.

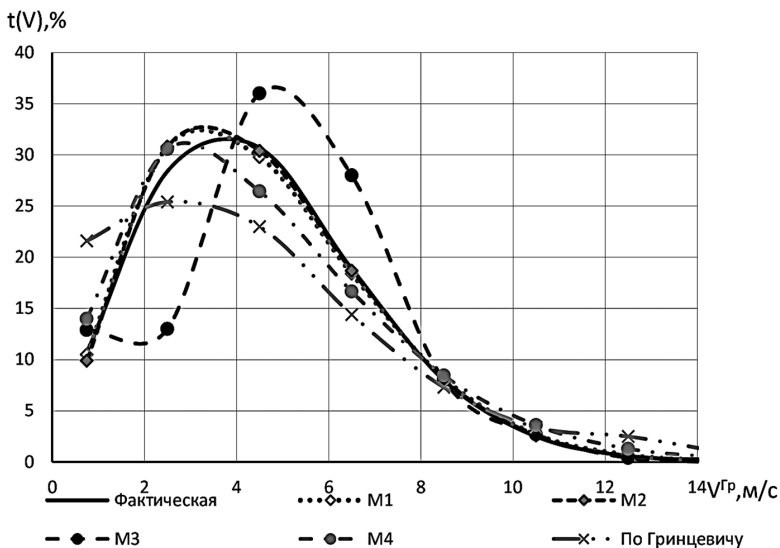


Рис. 5.22. Фактическая и теоретические повторяемости по Вейбуллу (четыре варианта параметров γ и β) и Гринцевичу в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс:
 1 – фактическая; 2 – по Вейбуллу, М1; 3 – по Вейбуллу, М2; 4 – по Вейбуллу, М3;
 5 – по Гринцевичу; 6 – по Вейбуллу, М4

Таблица 5.37

Исходная информация и результаты расчетов по формулам (5.45)–(5.47)

$V_j^{rp} - \Delta V_{j+1}^{rp}$, м/с	0-1,5	1,5-3,5	3,5-5,5	5,5-7,5	7,5-9,5	9,5-11,5	11,5-13,5	13,5-15,5
ΔV_j^{rp} , м/с	1,5	2	2	2	2	2	2	2
$t(V)$, %	10,7	28,4	30,7	18,9	8	2,5	0,6	0,2
$t^B(V)$, %	10,5	30,8	29,8	18,4	8,2	2,7	0,7	0,1
ΔV_j^* , о.е.	0,1	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133
M_j , % ²	0,005	0,794	0,108	0,030	0,005	0,008	0,002	0,000

Примечание: $\Delta V_j^* = \Delta V_j^{rp} / V^{\max}$; $M_j = [t^T(\Delta V_j^{rp}) - t(\Delta V_j^{rp})]^2 \cdot \Delta V_j^*$, %²

Для исходного ряда наблюдений $V^{\max} = 15$ м/с.

$$M[t^B(V) - t(V)]^2 = 0,005 + 0,794 + 0,108 + 0,03 + 0,005 + 0,008 + 0,002 = 0,95 \%^2; \sigma_t = \sqrt{M[t^T(V) - t(V)]^2} = \sqrt{0,95} = 0,97\%.$$

Наибольшее расхождение между $t(V)$ и $t^B(V)$ соответствует второй градации (1,5÷3,5), эта зона находится за пределом рабочих скоростей ВЭУ, поэтому определение годовой выработки системной ВЭУ по $t^B(V)$ не приведет к существенной погрешности.

Аналогично был осуществлен расчет для других вариантов теоретических распределений, значения σ_t представлены в табл. 5.36. Проведенные расчеты еще раз подтвердили преимущество применения распределения Вейбулла при определении его параметров по методам М1 и М2 в рассматриваемых ветровых условиях.

5.8. Энергетические характеристики ветра: мощность и энергия

5.8.1. Термины и определения

Как показано на рис. 5.23, массовый расход воздуха dm/dt , можно определить через круглое поперечное сечение площадью F . Из уравнения механики непрерывности жидкости массовый расход зависит от плотности воздуха ρ и скорости воздушного потока (считаем его однородным) V и определяется по формуле (5.49):

$$dm/dt = \rho \cdot F \cdot V. \quad (5.49)$$

Мощность ветрового потока N – кинетическая энергия, переносимая ветром в единицу времени со средней скоростью \bar{V}_0 определяется по формуле (5.50):

$$N = \frac{1}{2} \cdot \frac{dm}{dt} \cdot \bar{V}^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot F \cdot \bar{V}^3. \quad (5.50)$$

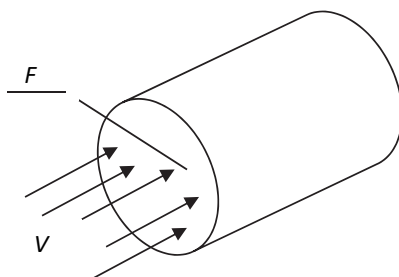


Рис. 5.23. Поток воздуха через круглую площадку

Удельная мощность ветровой энергии $N_{уд}$ (Вт/м²) – кинетическая энергия, переносимая ветром со средней скоростью \bar{V} (м/с) в единицу времени через единицу площади $F = 1$ м², расположенную перпендикулярно скорости ветра, определяется по формуле (5.51):

$$N_{уд} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{V}^3, \quad (5.51)$$

где ρ (кг/м³) – плотность воздуха при заданной температуре воздуха t^0 (°, град С) и известном атмосферном давлении P (кПа или мм р.ст.).

Удельная мощность ветровой энергии $N_{уд}$ определяется двумя характеристиками: скоростью движения воздушной массы V и плотностью воздуха ρ при текущих значениях температуры окружающей среды t^0 и атмосферного давления P . Из формулы (5.51) следует доминирующее влияние величины скорости ветра (табл. 5.38), и поэтому при предварительной оценке ветропотенциала не всегда учитывают изменения плотности воздуха, принимая ее равной $\rho_0 = 1,226$ кг/м³, что соответствует нормальным условиям: температуре $t^0_0 = 15^\circ\text{C}$ (или 288°K) и атмосферному давлению $P_0 = 760$ мм ртутного столба. Однако для средней полосы России при изменении температуры от -25°C до $+25^\circ\text{C}$ плотность воздуха изменяется на $0,24$ кг/м³, что соответствует почти 20 % – ному изменению мощности воздушного потока при прочих равных условиях, т.е. величину, которой не стоит пренебрегать при расчёте вероятной годовой выработки энергии.

Таблица 5.38

**Влияние скорости воздушного потока V
на удельную мощность ветровой энергии $N_{уд}$ при $\rho_0 = 1,226$ кг/м³**

$V, \text{ м/с}$	0	2	3	4	5	6	10	15	20	25	30
$N_{уд}, \text{ Вт/м}^2$	0	5	17	39	77	132	613	2067	4900	9570	16538

Годовая удельная энергия ветрового потока $\mathcal{E}_{уд}$ (кВт·ч) – энергия, протекающая за год (в году 8760 часов) через 1 м² поперечного сечения определяется:

– по ряду наблюдений за скоростью V_i по формуле (5.52):

$$\mathcal{E}_{уд} = \sum_{i=1}^{8760} N_{удi} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^{8760} V_i^3; \quad (5.52)$$

– по повторяемости скоростей ветра $t(V)$ по формуле (5.53):

$$\mathcal{E}_{уд} = \sum_{j=1}^{N^{rp}} \mathcal{E}_{удj} = \sum_{j=1}^{N^{rp}} N_{удj} \cdot t(\Delta V_j^{rp}) \cdot T = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot T \cdot \sum_{j=1}^{N^{rp}} \bar{V}_j^{rp3} \cdot t(\Delta V_j^{rp}), \quad (5.53)$$

где $T = 8760$ – число часов в году.

Среднегодовую удельную мощность ветрового потока $\bar{N}_{уд}$ наряду со среднегодовой скоростью ветра \bar{V}_0 служит исходной характеристикой общего уровня интенсивности ветра в рассматриваемом месте на высоте h и по ней в первом приближении можно судить о перспективности использования ветровых ресурсов:

$\bar{N}_{уд} < 100 \text{ Вт/м}^2$ – не рекомендуется, $\bar{N}_{уд} > 400 \text{ Вт/м}^2$ – хорошие условия [2, 29]. Среднеголетняя удельная мощность ветрового потока может быть определена по формуле (5.54):

$$\bar{N}_{уд} = \frac{\mathcal{E}_{уд}}{T} \quad (5.54)$$

или по эмпирической формуле А.С. Марченко (5.55) [31]:

$$\bar{N}_{уд} = 0,5 \cdot \rho \cdot \beta^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{\gamma} \right). \quad (5.55)$$

Формула А.С. Марченко базируется на знании только двух основных параметров уравнения Вейбулла – β и γ и не требует расчетов $t(V)$. При этом ошибка в расчете $\bar{N}_{уд}$ обычно не превышает нескольких процентов (порядка 3–5 %).

Расчет $\bar{N}_{уд}$ только по одному значению среднеголетней скорости ветра \bar{V}_0 (5.56):

$$\bar{N}_{уд} = 0,5 \cdot \rho \cdot \bar{V}_0^3. \quad (5.56)$$

Пример. Требуется рассчитать в условиях МС Мурманск–Халдеев мыс на высоте 10 м среднеголетнюю удельную мощность ветра $\bar{N}_{уд}$ разными методами: по ряду наблюдений ($\bar{N}_{уд}^1$), по заданной повторяемости скорости ветра ($\bar{N}_{уд}^2$), по одному значению среднеголетней скорости ветра \bar{V}_0 ($\bar{N}_{уд}^3$) и по формуле А.С. Марченко ($\bar{N}_{уд}^4$), а также оценить точность расчета $\bar{N}_{уд}$ разными методами в виде относительной погрешности (по отношению к фактическим данным $\bar{N}_{уд}^1$).

Дано: ряд трехчасовых наблюдений скорости ветра (1999–2009 гг.) – V_i ($i = 1, \dots, 32120$) из СБД «Погода России»; многолетняя $t(V)$, построенная на базе выше приведенного ряда (табл. 5.39); параметры функции Вейбулла $\beta = 5,01 \text{ м/с}$ и $\gamma = 1,9$ (по клетчатке Воейкова); $\bar{V}_0 = 4,47 \text{ м/с}$ (по $t(V)$).

Определить: $\bar{N}_{уд}^1, \bar{N}_{уд}^2, \bar{N}_{уд}^3, \bar{N}_{уд}^4, \delta_{1-2}, \delta_{1-3}, \delta_{1-4}$.

При расчете $\bar{N}_{уд}$ различными методами принимается допущение: плотность воздуха не изменяется и равна $1,226 \text{ кг/м}^3$.

1. Расчет $\bar{N}_{уд}^1$ по ряду наблюдений за скоростью V_i производится после определения $\mathcal{E}_{уд}$ по формуле (5.52).

$$\bar{N}_{уд}^1 = \mathcal{E}_{уд}/32120 = \sum_{i=1}^{32120} N_{удi}/32120 = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^{32120} V_i^3 \right) / 32120;$$

$$N_{уд}^1 = 105 \text{ Вт/м}^2.$$

2. Расчет $\bar{N}_{уд}^2$ по многолетней повторяемости $t(V)$:

Для каждого значения \bar{V}_j^{rp} (м/с) и $t(\Delta V_j^{\text{rp}})$ (в о.е.) рассчитывается удельная энергия $\mathcal{E}_{удj}$ по формуле (5.53). Результаты расчетов представлены в табл. 5.39.

Просуммировав $\mathcal{E}_{удj}$ во всем диапазоне наблюдаемых скоростей (в нашем примере от 0 до 16 м/с) найдем значение среднемноголетней годовой удельной энергии ветрового потока $\mathcal{E}_{уд}$:

$$\mathcal{E}_{уд} = 0,24 + 23,83 + 150,22 + 278,72 + 263,82 + 155,41 + 62,93 + 16,37 = 951,54 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2.$$

$$\bar{N}_{уд}^2 = 951,54/8760 = 0,108 \text{ кВт}/\text{м}^2 = 108 \text{ Вт}/\text{м}^2.$$

Таблица 5.39

Результаты расчёта удельной энергии $\mathcal{E}_{удj}$

\bar{V}_j^{FP} , м/с	0,75	2,5	4,5	6,5	8,5	10,5	12,5	14,5	16,5
$t(\Delta V_j^{FP})$, %	10,7	28,4	30,7	18,9	8	2,5	0,6	0,1	0
$N_{удj}$, кВт/м ²	0,26	9,58	55,86	168,3	376,4	709,6	1197,2	1868,8	2753,6
$\mathcal{E}_{удj}$, Вт·ч/м ² в год	0,24	23,8	150,2	278,7	263,8	155,4	62,93	16,37	0,00

На рисунке 5.24 в качестве примера показано, как формируется годовая сумма удельной энергии ветра, равная площади под кривой $\mathcal{E}_{уд}$ для МС Мурманск–Халдеев мыс по СБД «Погода России».

3. Расчет $\bar{N}_{уд}^3$ по значению среднемноголетней скорости ветра \bar{V}_0 по формуле (5.56):

$$\bar{N}_{уд}^3 = 0,5 \cdot \rho \cdot \bar{V}_0^3 = 0,5 \cdot 1,226 \cdot 4,47^3 = 54,7 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

4. Расчет $\bar{N}_{уд}^4$ по формуле Марченко (5.55):

$$\bar{N}_{уд}^4 = 0,5 \cdot \rho \cdot \beta^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{\gamma} \right) = 0,5 \cdot 1,226 \cdot 5,01^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{1,9} \right) = 109 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Найдем точность определения среднемноголетней удельной валовой мощности разными методами в виде относительной погрешности δ относительно $\bar{N}_{уд}^1$ (δ_{1-2} – отклонение $\bar{N}_{уд}^2$; δ_{1-3} – отклонение $\bar{N}_{уд}^3$; δ_{1-4} – отклонение $\bar{N}_{уд}^4$):

$$\delta_{1-2} = \frac{\bar{N}_{уд}^2 - \bar{N}_{уд}^1}{\bar{N}_{уд}^1} \cdot 100\% = \frac{105 - 108}{105} \cdot 100\% = -2,85\%;$$

$$\delta_{1-3} = \frac{\bar{N}_{уд}^3 - \bar{N}_{уд}^1}{\bar{N}_{уд}^1} \cdot 100\% = \frac{105 - 54,7}{105} \cdot 100\% = 47,9\%;$$

$$\delta_{1-4} = \frac{\bar{N}_{уд}^4 - \bar{N}_{уд}^1}{\bar{N}_{уд}^1} \cdot 100\% = \frac{105 - 109}{105} \cdot 100\% = -3,8\%.$$

При определении $\bar{N}_{уд}$ по многолетнему ряду, по повторяемости скорости ветра и по формуле Марченко получены близкие результаты, а при определении $\bar{N}_{уд}$ по одному значению \bar{V}_0 ее значение занижается в 2 раза.

На рисунке 5.24 показаны скорости ветра, соответствующие максимальным значениям повторяемости скоростей ветра $t(V)$ – наиболее часто наблюдаемая скорость ветра – V_t и распределения удельной энергии ветра $\mathcal{E}_{уд}(V)$ – энергетическая скорость ветра – V_E , обеспечивающая наибольший вклад в годовую выработку энергии.

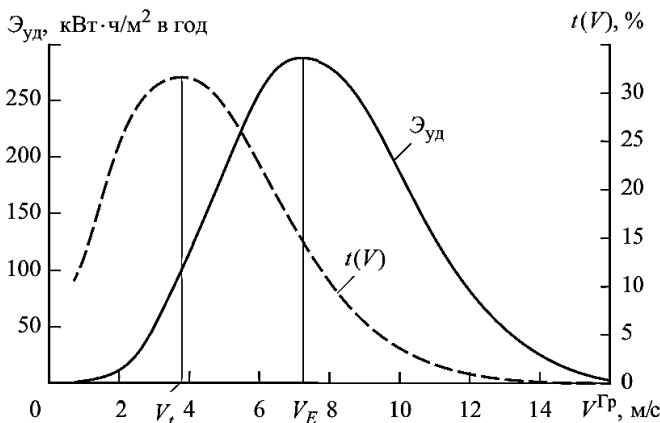


Рис. 5.24. Повторяемость скорости ветра $t(V)$ и распределение удельной энергии ветра $\mathcal{E}_{уд}$ для МС Мурманск–Халдеев мыс по СБД «Погода России»

5.8.2. Влияние плотности воздуха на удельную мощность ветровой энергии

Плотность сухого воздуха ρ может быть определена путем применения закона идеального газа (5.57):

$$\rho(t^\circ, h) = 3,4837 \cdot \frac{P}{t^\circ}, \quad (5.57)$$

где t° – температура окружающей среды в градусах Кельвина, P – атмосферное давление в кПа зависит от высоты над уровнем моря и определяется по формуле (5.58). Влажный воздух чуть менее плотный, чем сухой воздух, но поправка на влажность, как правило, не используется. Давление воздуха убывает с высотой над уровнем моря и до высоты 5000 м аппроксимируется уравнением (5.58) [3]:

$$P = 101,29 - 0,011837 \cdot h + 4,793 \cdot 10^{-7} \cdot h^2, \quad (5.58)$$

где h , м – высота от поверхности земли.

В таблице 5.40 представлены значения ρ , рассчитанные по формулам (5.69)–(5.70) до высоты 1500 м над уровнем моря и диапазоне температур от -40°C до $+40^\circ\text{C}$. На рисунке 5.25 представлена зависимость плотности воздуха от высоты над уровнем моря h для трех значений температуры θ : -15°C ; 0°C и $+15^\circ\text{C}$.

Таблица 5.40

Зависимость плотности воздуха от температуры и высоты над уровнем моря

h_t , м	Температура воздуха, °С																
	-40	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40
0	1,513	1,482	1,451	1,422	1,394	1,367	1,341	1,316	1,292	1,269	1,246	1,225	1,204	1,184	1,164	1,145	1,127
30	1,508	1,476	1,446	1,417	1,389	1,362	1,336	1,311	1,287	1,264	1,242	1,220	1,199	1,179	1,160	1,141	1,123
50	1,505	1,473	1,443	1,414	1,386	1,359	1,333	1,308	1,284	1,261	1,239	1,217	1,197	1,177	1,157	1,138	1,120
100	1,496	1,464	1,434	1,405	1,378	1,351	1,325	1,301	1,277	1,254	1,232	1,210	1,190	1,170	1,150	1,132	1,114
200	1,478	1,447	1,418	1,389	1,362	1,335	1,310	1,285	1,262	1,239	1,217	1,196	1,176	1,156	1,137	1,119	1,101
300	1,461	1,430	1,401	1,373	1,346	1,320	1,294	1,270	1,247	1,225	1,203	1,182	1,162	1,143	1,124	1,105	1,088
400	1,444	1,414	1,384	1,357	1,330	1,304	1,279	1,255	1,232	1,210	1,189	1,168	1,148	1,129	1,110	1,092	1,075
500	1,427	1,397	1,368	1,341	1,314	1,289	1,264	1,241	1,218	1,196	1,175	1,154	1,135	1,116	1,097	1,080	1,062
600	1,410	1,380	1,352	1,325	1,299	1,273	1,249	1,226	1,203	1,182	1,161	1,141	1,121	1,103	1,084	1,067	1,050
700	1,393	1,364	1,336	1,309	1,283	1,258	1,234	1,211	1,189	1,168	1,147	1,127	1,108	1,089	1,071	1,054	1,037
800	1,377	1,348	1,320	1,293	1,268	1,243	1,220	1,197	1,175	1,154	1,133	1,114	1,095	1,076	1,059	1,042	1,025
900	1,360	1,332	1,304	1,278	1,253	1,228	1,205	1,183	1,161	1,140	1,120	1,100	1,082	1,064	1,046	1,029	1,013
1000	1,344	1,316	1,288	1,263	1,238	1,214	1,191	1,168	1,147	1,126	1,106	1,087	1,069	1,051	1,033	1,017	1,000
1100	1,328	1,300	1,273	1,247	1,223	1,199	1,176	1,154	1,133	1,113	1,093	1,074	1,056	1,038	1,021	1,004	0,988
1200	1,312	1,284	1,258	1,232	1,208	1,185	1,162	1,140	1,119	1,099	1,080	1,061	1,043	1,026	1,009	0,992	0,976
1300	1,296	1,268	1,242	1,217	1,193	1,170	1,148	1,127	1,106	1,086	1,067	1,048	1,030	1,013	0,996	0,980	0,965
1400	1,280	1,253	1,227	1,203	1,179	1,156	1,134	1,113	1,092	1,073	1,054	1,036	1,018	1,001	0,984	0,968	0,953
1500	1,264	1,238	1,212	1,188	1,164	1,142	1,120	1,099	1,079	1,060	1,041	1,023	1,006	0,989	0,972	0,957	0,941

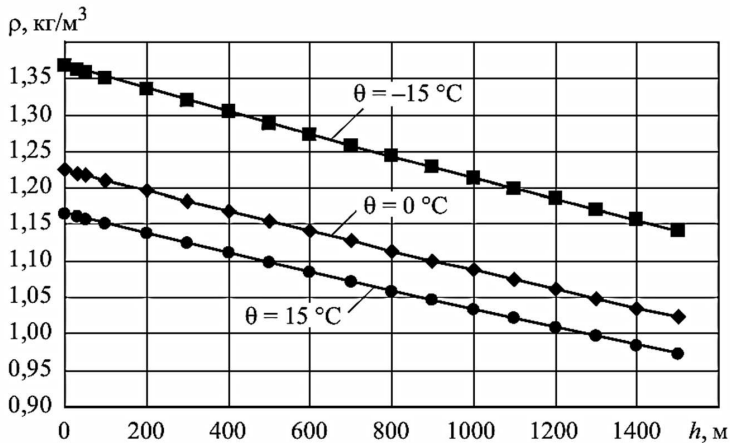


Рис. 5.25. Зависимость плотности воздуха от температуры и высоты над уровнем моря

Как видно из рис. 5.25, снижение температуры от +15°C до 0°C повышает $N_{уд}$ на 5–6 %, а повышение температуры от 0°C до +15°C приводит к снижению $N_{уд}$ на 4–5%. В свою очередь рост высоты над уровнем моря от 0 м до 1500 м приводит к снижению $N_{уд}$ в среднем около 20%.

5.8.3. Влияние временного расчетного интервала исходных данных на среднемноголетнюю удельную мощность ветра

Исследование влияния временного расчетного интервала исходных данных на величину среднемноголетней удельной мощности ветра $\bar{N}_{уд}$ производился по данным СБД «Погода России» на площадках 744 МС 30-и различных регионов России по одной и той же исходной информации, но с разным интервалом осреднения: многолетним рядом (5÷12 лет) трехчасовых наблюдений скорости ветра – $\bar{N}_{уд}^1$; многолетним повторяемостям скоростей ветра $t(V)$ – $\bar{N}_{уд}^2$; среднемноголетней скорости ветра \bar{V}_0 – $\bar{N}_{уд}^3$. При расчетах $\bar{N}_{уд}$ не учитывалось изменение плотности воздуха, она принималась равной $\rho_0 = 1,226 \text{ кг/м}^3$. Значения \bar{V}_0 определялись по многолетнему ряду наблюдений. Сравнение полученных значений: $\bar{N}_{уд}^1$; $\bar{N}_{уд}^2$ и $\bar{N}_{уд}^3$ производилось в виде относительной погрешности δ между $\bar{N}_{уд}^1$ и: $\bar{N}_{уд}^2 - \delta_{1-2}$; $\bar{N}_{уд}^3 - \delta_{1-3}$.

В качестве примера в табл. 5.41 приведены результаты сравнения $\bar{N}_{уд}$ на высоте 10 м по одной и той же исходной информации, но с разным интервалом осреднения, в различных ветровых условиях некоторых МС России.

Таблица 5.41

**Сравнение $\bar{N}_{уд}$ на высоте 10 м по трем видам
представления исходной информации
в различных ветровых условиях МС России**

Название МС (Регион)	$\bar{N}_{уд}^1$ Вт/м ²	$\bar{N}_{уд}^2$ Вт/м ²	$\bar{N}_{уд}^3$ Вт/м ²	δ_{1-2} , %	δ_{1-3} , %
Белогорка (Ленинградская обл.)	26	27	10,8	-3,85	58,6
Волосово (Ленинградская обл.)	34	36	13,3	-5,88	60,8
Выборг (Ленинградская обл.)	68	74	18,8	-8,82	72,4
Мытный маяк (Республика Коми)	49	50,4	18,8	-2,86	61,64
Воркута (Республика Коми)	180	186	75,3	-3,33	58,19
Усть-Уса (Республика Коми)	50	50,5	24,5	-1,00	50,96
Усть-Цильма (Республика Коми)	70	72	29,1	-2,86	58,46
Якша (Республика Коми)	20	21,4	7,1	-7,00	64,62
Гридино (Республика Карелия)	80	82	22,0	-2,50	72,46
Кемьпорт (Республика Карелия)	49,6	50,4	20,3	-1,61	59,12
Колежма (Республика Карелия)	39,6	41,4	11,5	-4,55	70,87
Мезень (Архангельская обл.)	80	81	35,8	-1,25	55,24
Моржовец (Архангельская обл.)	174	178	83,7	-2,30	51,88
Абр.маяк (Архангельская обл.)	114	119	50,8	-4,39	55,43
Жижгин (Архангельская обл.)	190	194	80,8	-2,11	57,45
Харлов (Мурманская обл.)	565	571	257,6	-1,06	54,41
Цып-Наволок (Мурманская обл.)	259	264	133,1	-1,93	48,62
Мурманск-Халдеев мыс (Мурманская обл.)	105	108	51,9	-2,78	51,98
Териберка (Мурманская обл.)	368	374	169,1	-1,63	54,04
Чаваньга (Мурманская обл.)	158	165	74,3	-4,43	52,94
Анадырь (Чукотский автономный округ)	460	461	158,4	-0,22	65,56
Мыс Шмидта (Чукотский автономный округ)	204	210	64,1	-2,94	68,60
Уэлен (Чукотский автономный округ)	300	304	92,8	-1,33	69,06
Чаун (Чукотский автономный округ)	158	159	47,7	-0,63	69,79
Беринговская (Чукотский автономный округ)	343	347	141,9	-1,17	58,63
Саратов (Саратовская область)	97	122	55,5	-25,77	42,80
Красный Кут (Саратовская область)	113	123	51,2	-8,85	54,73
Сызрань (Самарская область)	76	83	17,4	-9,21	77,12
Бугульма (Татарстан)	81	82	30,5	-1,23	62,28

Результаты проведенных расчетов по данным на площадках 744 МС показали, что значение среднемноголетней удельной мощности $\bar{N}_{уд}$ существенно зависит от величины расчетного интервала исходных данных и по сравнению со значениями, полученными по ряду трехчасовых наблюдений $\bar{N}_{уд}^1$:

- значения по повторяемости скоростей ветра – $\bar{N}_{уд}^2$ незначительно выше – δ_{1-2} изменяется от 0,1% до 15 %;
- значения по среднемноголетней скорости ветра $\bar{V}_0 - \bar{N}_{уд}^3$ существенно занижены (в среднем в 2 раза) – δ_{1-3} изменяется от 20% до 100 %.

На основании проведенных расчетов можно сделать вывод: определение *среднемноголетней удельной мощности ветрового потока* только по значению среднемноголетней скорости ветра не рекомендуется.

Контрольные вопросы и задания

1. Каковы особенности применения различных типов характеристик ветра при проектировании ВЭУ?
2. Каков принцип работы чашечного анемометра?
3. Какие ветровые данные представлены в СБД «Флюгер»?
4. Какие ветровые данные представлены в СБД «Расписание погоды»?
5. Какие ветровые данные представлены в СБД «NASA»?
6. Приведите формулу для расчета среднемноголетней скорости ветра по заданной повторяемости скорости ветра.
7. Как влияет временной расчетный интервал исходных данных на величину среднемноголетней скорости ветра?
8. Какие бывают годовые вариации скорости ветра?
9. Какие требования предъявляются к исходным данным для построения типовой (обобщенной) характеристики годовой вариации среднемесячной скорости ветра?
10. Дайте определение повторяемости скорости ветра $t(V)$ и приведите формулу ее расчета.
11. Приведите формулу для расчета продолжительности (обеспеченности) скорости ветра $O(V)$?
12. Какие соотношения рекомендуются для пересчета направлений ветра из градусов в румбы (8 и 16 основных румбов)?
13. Перечислите методы устранения неоднородностей в рядах наблюдений за ветром.
14. Приведите формулу расчета среднего значения $N^{уд}$ (Вт/м²) за 70-летний период при известных значениях $N_1^{уд}$ за 30-летний период четырех срочных наблюдений и $N_2^{уд}$ за 40-летний период восьми срочных наблюдений для заданной ГМС.

15. Чему равна приведенная скорость ветра по флюгеру Вильда V_B к данным по М-63 V_M для двух случаев: $V_B = 14$ м/с и $V_B = 20$ м/с?
16. Для каких значений скорости ветра вносятся поправки по флюгеру Вильда V_B для приведения их к V_M ?
17. Приведите формулу двухпараметрического распределения повторяемости скорости Вейбулла.
18. Для каких типов функций справедливо распределение Вейбулла?
19. Какие используются методы оценки параметров β и γ функции Вейбулла?
20. Какие факторы влияют на точность определения параметра γ функции Вейбулла графическим методом?
21. Как определить параметры β и γ функции Вейбулла по заданной повторяемости скорости ветра аналитическим методом?
22. Как определить параметры β и γ функции Вейбулла по заданной продолжительности скорости ветра графическим методом?
23. Что представляет бимодальное распределение скорости ветра?
24. Укажите особенность применения табулированного распределения Гринцевича.
25. Приведите формулу расчета теоретической повторяемости по распределению Гринцевича для стандартных градаций по заданной среднегодовой скорости ветра.
26. Какие критерии применяются для оценки применимости теоретической повторяемости скорости к фактическим условиям?
27. Какое основное преимущество распределения Гринцевича в сравнении с распределением Вейбулла?
28. Дайте определения мощности и удельной мощности ветрового потока и приведите формулы для их расчета.
29. Какие основные показатели влияют на величину удельной мощности ветрового потока $N^{уд}$?
30. Каким параметрам соответствует стандартная плотность воздуха и ее значение?
31. Дайте определение годовой удельной энергии ветрового потока $\mathcal{E}_{уд}$ и приведите методы ее расчета.
32. Дайте определение среднегодовой удельной мощности ветрового потока $N^{уд}$ и приведите методы ее расчета.
33. Как влияет плотность воздуха на удельную мощность ветровой энергии $N^{уд}$?
34. Приведите формулу расчета среднемесячной удельной мощности ветра $N^{уд}$ по формуле А.С. Марченко.
35. Как влияет временной расчетный интервал исходных данных на среднегодовую удельную мощность ветра $N^{уд}$?

Список литературы

1. Борисенко, М.М. Методические указания проведения изыскательских работ по оценке ветроэнергетических ресурсов для обоснования схем размещения и проектирования ветроэнергетических установок / М.М. Борисенко, А.Д. Дробышев, В.П. Харитонов // РД 52.04.275–89. Государственным комитет СССР по Гидрометеорологии. 1990.
2. Безруких, П.П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов и др. – СПб.: Наука, 2002.
3. Васьков, А.Г. Ветроэнергетика: учебное пособие / А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Н.К. Малинин и др. – М.: Издательство МЭИ, 2016.
4. ВНИИГОЧС. Министерство РФ по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий. – М., 1994.
5. Методические указания по расчету климатических нагрузок в соответствии с ПЭУ–7 и построению карт климатического районирования. СТО 56947007–29.240.055–2010. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2010.
6. Российский сайт «Погода и климат». – URL: <http://www.pogoda.ru>
7. Руководство по глобальной системе наблюдений. Всемирная метеорологическая организация, 2010 г. – URL: https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=4234.
8. Справочник по климату СССР: метеорологические данные за отдельные годы / Главное управление при Совете Министров СССР. – Л.: Гидрометеоздат, 1970.
9. Научно-прикладной справочник по климату СССР – СПб: Гидрометеоздат, 1992.
10. Атлас ветров России. / А.Н. Старков, Л. Ландберг, П.П. Безруких и др. – М.: «Можайск – Терра», 2000.
11. Борисенко, М.М. Атласы ветрового и солнечного климатов России / Борисенко М.М., Стадник В.В. – СПб: 1997.
12. WAsP by DTU Wind and Energy Systems. – URL: <https://www.wasp.dk/wasp/>.
13. Интернет-сайт НТИЦР ЦАО. – URL: <http://cao-ntcr.mipt.ru/10>.
14. Новый аэроклиматический справочник ПСА над СССР / под ред. И.Г. Гутермана. Т I. Термодинамические параметры атмосферы. – М.: Гидрометеоздат. 1987.
15. Новый аэроклиматический справочник ПСА над СССР / под ред. И.Г. Гутермана. Т II. Ветровые характеристики. – М.: Гидрометеоздат, 1988.
16. EMD International A/S – WindPRO. – URL: <https://www.emd-international.com/windpro/>.
17. ГОСТ Р 54418.1-2012 Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч 1. Технические требования. (IEC 61400-1:2005 Renewable power engineering. Wind power engineering. Wind turbines. Part 1. Technical requirements).

18. Российский метеорологический сайт «Погода России». – URL: <http://www.info.space.ru>.
19. Российский метеорологический сайт «Расписание погоды». – URL: <http://www.rp5.ru>.
20. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2023623034. База данных «Флоггер» / Дерюгина Г.В., Игнатьев Е.В., Пугачев Р.В., и др.; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» – №2023623034; заявл. 21.09.2023; опубл. 05.10.2023.
21. The NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set //. – URL: <http://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
22. Meteonorm Software – Worldwide irradiation data. – URL: <https://meteonorm.com/en/>.
23. Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. В.Г. Николаев, С.В. Ганага, Ю.И. Кудряшов / под редакцией В.Г. Николаева. – М.: Изд. «АТМОГРАФ». 2008.
24. Наставление гидрометеорологическим станциям и постам. Вып. 3. Ч.1. – Л.: Гидрометеиздат, 1987.
25. Гоптарев, Н.П. Некоторые результаты градиентных исследований в районе Нефтяных камней / Н.П. Гоптарев // Труды ГОИН. – 1957. – Вып. 35. – С. 128–157.
26. Hau E. Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics. – 2nd ed. 2005. Springer.
27. Wind energy explained: theory, design, and application / James Manwell, Jon McGowan, Anthony Rogers. – 2nd ed. 2009. John Wiley & Sons Ltd.
28. Lipman, N.H, Overview of wind/diesel systems, in Proc. 1st World Renewable Energy Congr. – 1990. – Vol. 3. – Reading, U.K. – P. 1547–1563.
29. Rodriguez, A.M A. Simulation model for fixed pitch wind turbine with wound rotor induction generators // A.M A. Rodriguez, N.C. Vezanzones // WREC'92 Conf. – 1992. – Vol. 3. – P. 1606–1612.
30. Leithead, W. E. Role and objectives of control for wind turbines / W. E. Leithead, S. de la Salle, D. Reardon // Elect. Eng. C. – 1991. – Vol. 138. – № 2. – P. 135–148.
31. Виссарионов, В.И. Расчет ресурсов ветровой энергетики / В.И. Виссарионов, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин и др. – М.: Изд-во МЭИ, 1997.

6. МОДЕЛИРОВАНИЕ СКОРОСТИ ВЕТРА В ЗАДАННОЙ ГЕОГРАФИЧЕСКОЙ ТОЧКЕ ПО ДАННЫМ НАЗЕМНОЙ МЕТЕОСТАНЦИИ

6.1. Влияние земной поверхности на формирование ветра

К основным факторам, влияющим на формирование ветра относятся: шероховатость местности, препятствия, тип рельефа (плоский, неплоский), форма поверхности (выпуклая, вогнутая).

6.1.1. Шероховатость местности

Характеристика неровностей подстилающей поверхности, влияющих на движение воздуха в приземном слое, называется *параметром шероховатости* или *уровнем шероховатости* Z_0 . На уровне шероховатости средняя скорость ветра становится равной нулю в предположении, что профиль изменения скорости ветра по высоте подчиняется логарифмическому закону. Ниже этого уровня имеют место только турбулентные пульсации. В таблице 6.1 приведены нормативные значения параметра шероховатости [1].

Шероховатость имеет размерность длины, зависит от характера шероховатой поверхности и, тем больше, чем больше средняя высота неровностей. Путь смещения l на высоте h над шероховатой поверхностью определяется уравнением:

$$l = k^{kr} (h + Z_0), \quad (6.1)$$

где k^{kr} – постоянная Кармана. По лабораторным определениям $Z_0 = \varepsilon/30$, где ε – средняя высота неровностей поверхности. По наблюдениям в природе Z_0 колеблется от $\varepsilon/5$ до $\varepsilon/100$ [2].

Шероховатость поверхности влияет на уменьшение скорости ветра, но с удалением от поверхности Земли ее влияние уменьшается, при этом ламинарные воздушные потоки увеличиваются. Для ветроэнергетики это означает, что чем больше шероховатость поверхности, тем ниже будет скорость ветра. Скорость ветра в значительной степени замедляется из-за лесов и больших городов, в то время как большие водные пространства или, к примеру, территории аэропортов почти не оказывают замедляющего эффекта на ветер. Здания, леса и другие препятствия не только замедляют скорость ветра, но и создают турбулентные потоки. В качестве примера, на рис. 6.1 показано влияние лесистой местности ($Z_0 \cong 50$ см) на формирование воздушного потока при переходе от гладкой поверхности к шероховатой [3].

Значения величины шероховатости поверхностей Z_0 разного типа [1]

№	Описание территорий	Z_0 , см
1	Очень гладкая (грязевое болото, лед)	0,001
2	Гладкий снег на невысокой траве	0,005
3	Ровный мощный снежный покров, нивелирующий все особенности подстилающей поверхности	0,2–0,10
4	Спокойное открытое море	0,020
5	Волнующееся море	0,050
6	Пустыня	0,03
7	Естественная снежная поверхность	0,1–0,5
8	Газон с травой высотой до 1 см	0,1
9	Ровная обнаженная площадка или площадка с низким травяным покровом	0,1–0,3
10	Паровое поле	0,5–2,0
11	Скошенная трава высотой до 3,5 см	0,5–0,7
12	Равнина с невысокой густой травой высотой до 5 см, степь	2–3
13	Полупустыня с отдельными кустиками	3–4
14	Зерновые культуры	3–7
15	Равнина с травой высотой до 50 см	5–10
16	Открытые деревья	1
17	Двухэтажные здания	10
18	Городская застройка	40–80
19	Лес и лесистые местности	50
20	Пригород	150
21	Центр города с высокими зданиями	80–300

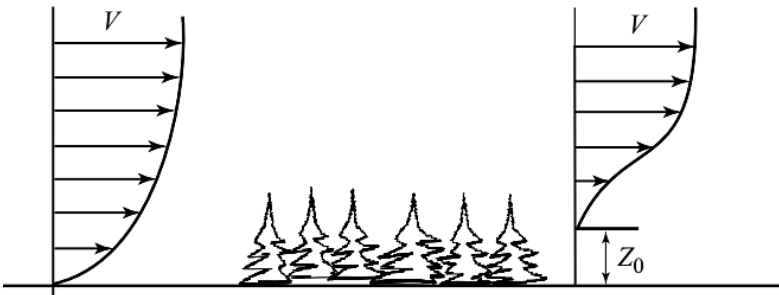


Рис. 6.1. Влияние изменения шероховатости поверхности для плоской территории на профиль ветра

6.1.2. Классификация форм земной поверхности

Формы земной поверхности можно классифицировать с трех точек зрения: 1) по внешнему виду; 2) с точки зрения большей или меньшей высоты над уровнем моря; 3) по происхождению, или генезису. Классификация по чисто внешнему виду устанавливает две основные группы форм земной поверхности:

1. *Плоский рельеф* – равнины, отличающиеся тем, что в них высоты соседних точек очень мало разнятся друг от друга. Поверхность равнин считают горизонтальной, хотя, строго говоря, идеальной горизонтальной плоскостью можно назвать только поверхность моря без волн. Большой же частью равнины являются наклоненными в какую-нибудь сторону.

2. *Неплоский рельеф* – местности, где разности высот соседних точек поверхности могут достигать значительной величины. По масштабу колебаний высот можно различать местности гористые и холмистые. Рельеф пересеченной местности складывается из сочетания разнообразных форм, которые можно отнести к двум основным типам: *выпуклый* положительный – выпуклые поднятия поверхности; *вогнутый* отрицательный – вогнутые понижения поверхности. Примерами форм местности с пересеченным рельефом являются: гора, горная гряда, овраги и т.д.

Рельеф местности совместно с шероховатостью подстилающей поверхности оказывает существенное влияние на формирование потока воздуха (рис. 6.2).

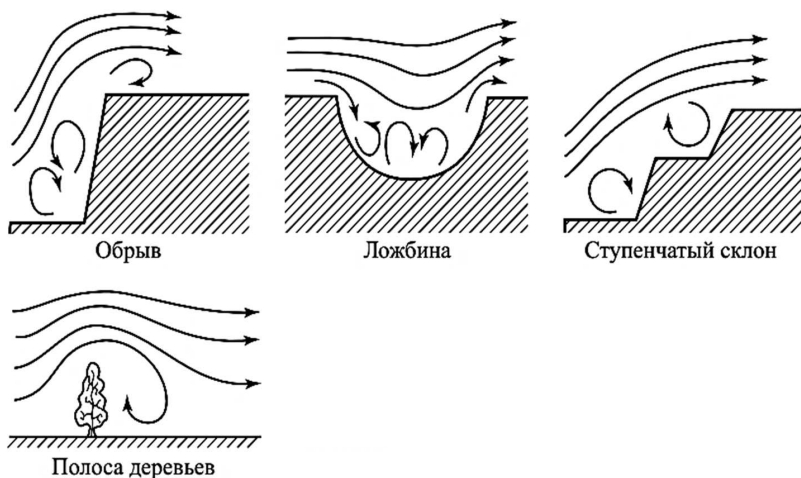


Рис. 6.2. Влияние формы рельефа местности и шероховатости на изменение ветрового потока

При классификации форм земной поверхности также следует учитывать и информацию о направлении ветра. Например, если изолированный холм высотой 200 м и шириной 1000 м расположен на расстоянии 1 км к югу от места

ВЭУ, место ВЭУ следует считать не плоским, если ветер постоянно дует с юга. Однако если ветер дует с юга всего лишь 5% по времени года с малой скоростью ветра (например, 2 м/с), то это место следует считать плоским.

6.1.3. Особенности ветрового потока над плоским рельефом с препятствиями

Сегодня хорошо изучено формирование воздушного потока над плоской территорией с естественными (деревья, лесозащитные полосы, холмы и т.д.) или искусственными препятствиями (различные строения и сооружения). На изменение ветрового потока за препятствием оказывают влияние не только размеры препятствия и его формы, но и состояние стабильности атмосферы и даже величина скорости перед препятствием. Чем неустойчивее стратификация в приземном слое, тем больше возможность для воздуха перетекать через препятствие сверху. При очень устойчивой стратификации атмосферы влияние препятствия можно проследить за препятствием на расстоянии, равном его 30–50 – кратной высоте.

При обтекании препятствий происходит изменение скорости воздушного потока над препятствием и за ним. За препятствием часть воздушного потока отделяется от основного воздушного потока и образует внутренний турбулентный слой, сила и размеры которого во многом определяются размерами и формой обтекаемого объекта, а также скоростью потока перед препятствием (рис. 6.3).

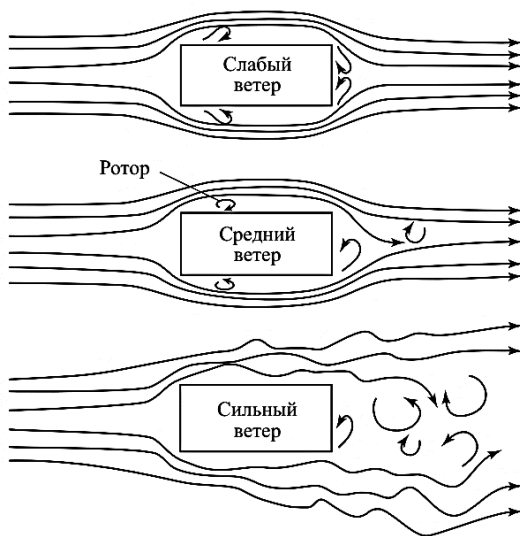


Рис. 6.3. Зависимость турбулентности от силы ветра

Объекты с острыми краями образуют большую турбулентность, чем объекты со сглаженными формами. На рисунке 6.4 схематически показано преобразование ветрового потока над прямоугольным препятствием.

На изменение ветрового потока за препятствием оказывают влияние не только размеры препятствия и его формы, но и состояние стабильности атмосферы, например, величина скорости ветра перед препятствием. Чем неустойчивее стратификация в приземном слое, тем воздуху легче перетекать через препятствие сверху. При очень устойчивой стратификации атмосферы влияние препятствия можно проследить на расстоянии за препятствием, равном его 30–50-кратной высоте.

Качественная оценка влияния искусственных препятствий на поток ветра представлена на рис. 6.5. Показано, как изменяются доступная мощность ВЭУ высотой h_s , скорость и турбулентность воздушного потока по мере его удаления от плоского здания высотой h_s , стоящего перпендикулярно потоку ветра. Влияние плоского здания высотой h_s на поток ветра становится малым на подветренной стороне здания на удалении от него на расстояние $S = 15 \cdot h_s$, а на расстоянии $S = 20 \cdot h_s$ ветровой поток полностью восстанавливается.

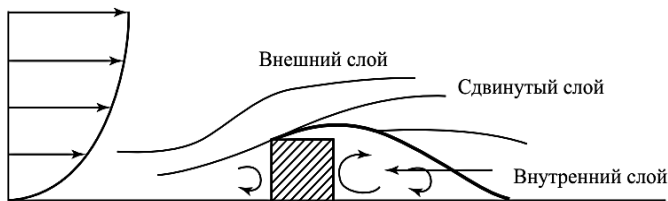


Рис. 6.4. Преобразование ветрового потока над прямоугольным препятствием

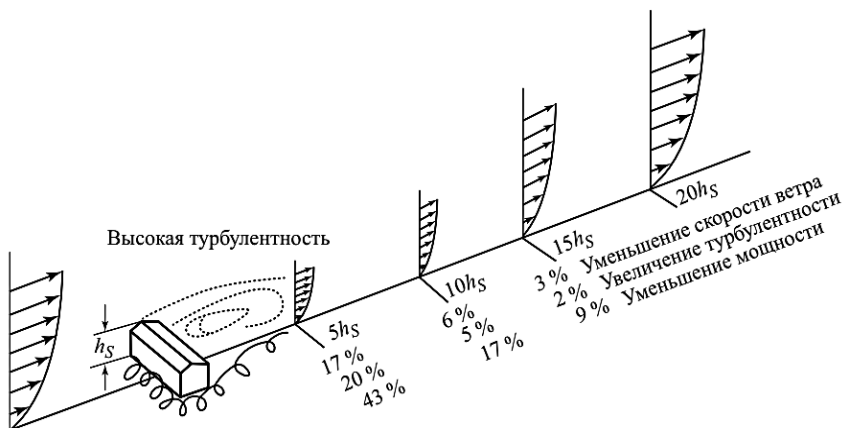


Рис. 6.5. Скорость ветра, доступная мощность ВЭУ и турбулентность потока на подветренной стороне здания

6.1.4. Особенности ветрового потока над неплоским рельефом

Особенности ветрового потока над неплоским рельефом следует рассматривать отдельно для гористой и холмистой местности, а также для выпуклого и вогнутого рельефа.

Поток ветра над «выпуклыми» холмистыми территориями напоминает поток ветра над препятствиями.

Зарубежными исследователями были выполнены многочисленные исследования влияния возвышенностей (холмов, хребтов и малых скал) на формирование воздушного потока [3]. Рассматривались возвышенности в виде холмов высотой до 600 м, и отношение ширины которых к высоте должно быть не менее 10 (рис. 6.6). Было выявлено, что для места размещения ВЭУ идеальным является направление ветра, перпендикулярное к оси возвышенности. Причем вогнутость на наветренной стороне возвышенности увеличивает скорость ветра, а выпуклость – уменьшает скорость ветра. Важным параметром является также и наклон горного хребта. Более крутым склонам соответствуют более сильные ветры, но при этом с подветренной стороны таких склонов возникает большая турбулентность.

Вогнутость рельефа (впадины, овраги, горные долины, каньоны и т.д.) по-разному может влиять на изменение воздушного потока, который существенно зависит от её размеров и формы: ширины, длины, наклона, шероховатости спадов и т.д. Важную роль играет и ориентация преобладающего направления ветра относительно «вогнутости», а также состояние стратификации атмосферы.

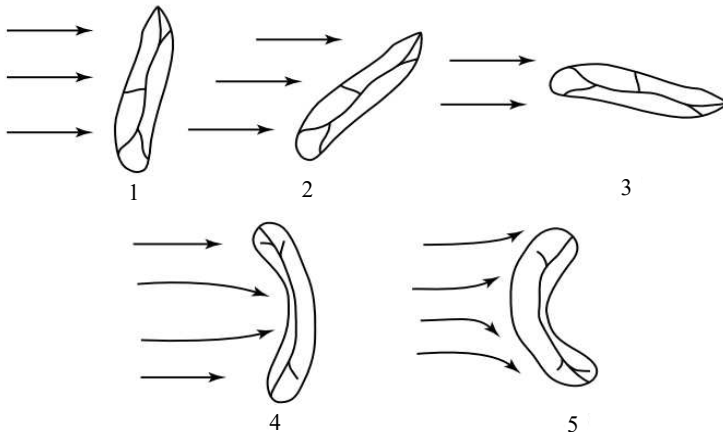


Рис. 6.6. Влияние ориентации и формы горного хребта на эффективность размещения ВЭУ:

- 1 – перпендикулярность (наилучшие условия); 2 – косое расположение (хорошие условия);
- 3 – параллельность (приемные условия); 4 – вогнутость (хорошие условия);
- 5 – выпуклость (худшие условия)

Крупномасштабные особенности рельефа имеют место там, где вертикальные изменения значительны относительно приземного пограничного слоя. Они включают в себя: горы, горные хребты, высокие проходы, большие уступы, глубокие долины и ущелья. Например, в горах на формирование воздушного потока оказывают влияние: высота местности над уровнем моря; высота и направление горных хребтов; экспозиция склонов; направление преобладающих ветров; ширина долин; крутизна склонов. Воздушные течения могут задерживаться и отклоняться хребтами.

В узких проходах между хребтами скорость воздушных течений также изменяется. Над склонами, по-разному экспонированными, создается различный режим температуры, что также сказывается на формировании воздушного потока. Таким образом, формирование потока ветра в горной местности происходит под воздействием множества факторов, поэтому сложно его прогнозировать. Зарубежными исследователями были изучены некоторые типы больших спадов рельефа для этой категории ландшафта: долины и каньоны, проходы и ущелья [3]. Если возвышенности суживают русло ветрового потока, то в получившемся узком проходе скорость ветра возрастает, так называемые горно-долинные ветры (рис. 6.7).

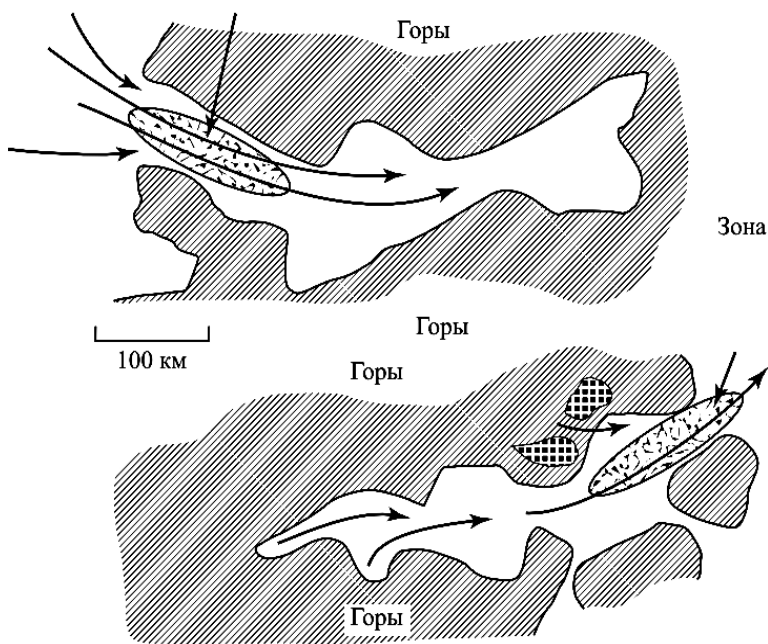


Рис. 6.7. Увеличения скорости ветра в проходах горных массивов
(стрелками показаны преобладающие направления ветра)

6.2. Типы неплоского рельефа

Для анализа влияния неплоского рельефа местности на формирование ветрового потока, но только для условий равнинно–холмистой и низкогорной местности с высотами местности до 750 м над уровнем моря, следует выделить элементы рельефа различной горизонтальной и вертикальной протяженности (макро-, мезо- и микрорельефа) и определить тип рельефа [4].

Основные морфометрические характеристики, необходимые для типизации рельефа, а также для выделения макро–, мезо–, микрорельефа, следующие:

- h , м – абсолютная высота над уровнем моря;
- Δh , м – относительная высота места – превышение самой высокой точки возвышенного элемента рельефа над средним уровнем ближайшего равнинного участка, соизмеримого по площади с данным возвышенным элементом рельефа, м;
- L , км – кратчайшее расстояние от самой высокой точки до равнинного участка;
- a , о.е. – крутизна склонов, определяемая из следующего отношения (6.2).

$$\sin a = \frac{\Delta h}{L}. \quad (6.2)$$

Основные морфометрические характеристики макро-, мезо- и микрорельефа (исключая горы) приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Основные морфометрические характеристики макро-, мезо- и микрорельефа

Тип рельефа	h , м	Δh , м	L , км	a , б/р
Макрорельеф	0–750	0–750	более 50	менее 1
Мезорельеф	0–750	0–750	3–50	1–12
Микрорельеф	0–750	менее 80	менее 3	более 3

Определение типов и подтипов макро- и мезорельефа по отношению к преобладающему направлению ветра производится на основании схемы типизации, приведенной в табл. 6.3.

Выделение типов и подтипов макро- и мезорельефа производится на гипсометрическом бланке масштаба 1:500 000. По величине относительных высот местности (Δh) выделяются типы макрорельефа: равнина и возвышенность.

Выделение подтипов макрорельефа на «навстречные, подветренные и параллельные ветру склоны» производится с помощью построения схемы распределения склонов по экспозициям при учете преобладающего направления ветра.

Следует выделить восемь экспозиций склонов: северную, северо-западную, западную, юго-западную, южную, юго-восточную, восточную, северо-восточную [4]. Например, при восточном преобладающем направлении ветра наветренным будет склон восточной экспозиции, подветренный – западный.

Аналогичным способом выделяются подтипы мезорельефа.

Для оценки экранирующего влияния возвышенностей используется критерий экранирования, представляющий собой соотношения между превышением склонов и вершин одной из возвышенностей над другой (Δh) и расстоянием между возвышенностями L . Склон или вершина считается экранированным, если $\Delta h > 20/L$.

Таблица 6.3

**Схема типизации макро- и мезорельефа
в условиях равнинно-холмистой и низкогорной местности [4]**

Тип макрорельефа	Подтип макрорельефа	Положение по отношению к преобладающему направлению ветра	Тип мезорельефа	Подтип мезорельефа	Положение по отношению к преобладающему направлению ветра
Равнина $h_{абс} = 0 - 750^*$ $\Delta h < 100$ м	–	открытое	–	–	–
Возвышенность $h_{абс} < 750$ м $\Delta h > 100$ м	I. Вершина	Открытое	Водораздельные гряды $h_{абс} < 750$ м $\Delta h > 100$ м	а – вершина	Открытое
	II. Наветренный склон	Открытое		б – наветренный склон	Открытое
	III. Параллельный ветру склон	Открытое		в – параллельный ветру склон	Открытое
	IV. Подветренный склон	Экранированное		г – открытая долина	Открытое
	V. Открытая долина	Открытое		д – подветренный склон	Экранированное
	VI. Закрытая долина	Экранированное		е – закрытая долина	Экранированное

6.3. Методические основы оценки влияния земной поверхности на скорость ветра

Поскольку определение скорости ветра происходит на сети метеорологических станций и чаще всего они находятся в городах, поселках и аэропортах, то встает задача пересчета скорости ветра с учетом рельефа местности в конкретной географической точке по данным ближайших метеостанций (МС). Для условий равнинной местности наиболее полно этот вопрос был рассмотрен в отечественных работах М.Е. Подтягина, Г.А. Гриневича и В.Ю. Милевского (рис. 6.8 и 6.9) [5–8].

Зависимости скорости ветра от класса открытости метеостанции по различным классификациям, представленные на рис. 6.7, составлены для различных географических и климатических регионов, но они имеют одинаковую закономерность. Так, если принять за точку отсчета некоторый начальный класс открытости, соответствующий расположению анемометра среди элементов защищенности (класс 4 – по Милевскому, Е – по Гриневичу и 5 – по Подтягину), то изменение относительной скорости ветра для различных классификаций имеет несущественное расхождение (рис. 6.8).

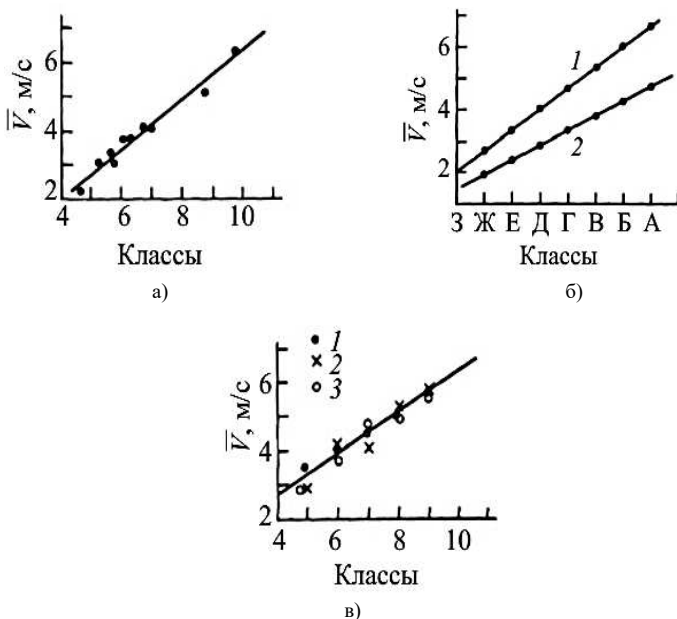


Рис. 6.8. Зависимость скорости ветра от класса открытости метеостанции по различным классификациям:

- а) – по Подтягину; б) – по Гриневичу (1 – равнинная местность, 2 – предгорья);
в) – по Милевскому (1 – Центр, 2 – Северо-запад, 3 – Север европейской части СССР)

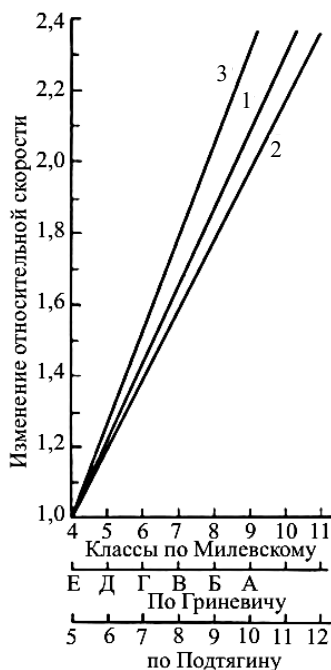


Рис. 6.9. Зависимость относительного изменения скорости ветра от класса открытости метеостанций по Милевскому (1), Гриневичу (2), Подтягину (3)

Классификация В.Ю. Милевского из трех выше рассмотренных считается наиболее совершенной и утверждена Государственным комитетом по гидрометеорологии России для описания открытости всех метеорологических станций страны, информация об этом содержится в Справочнике по климату СССР [9], а также может быть получена из СБД «Флогер» [10], разработанной на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ». В таблице 6.4 приведена классификация местоположения станции и степени защищенности флогера по В.Ю. Милевскому. В скобках указаны баллы, характеризующие масштаб класса открытости [5, 8, 11, 12]. Классификация В.Ю. Милевского позволяет учитывать не только форму рельефа (выпуклая, плоская, вогнутая) и наличие затеняющих элементов (зданий, построек, деревьев и т.д.), но и присутствие водных поверхностей (озера, моря, океаны, большие реки).

В таблице 6.5 представлены *мезоклиматические* поправочные коэффициенты на рельеф местности, характеризующие изменения скорости ветра в условиях наиболее характерных типов рельефа местности, встречающихся на территории России, по отношению к условиям открытой ровной местности [4, 7, 13–15]. Эти коэффициенты меняются от 0,4 до 4,0.

Таблица 6.4

Классификация местоположения станции и степени защищенности флюгера по В.Ю. Милевскому

Степень открытости флюгера	Форма рельефа		
	выпуклая	плоская	вогнутая
<i>Близ водных поверхностей</i>			
<i>Открытое побережье</i> океана или открытого (внешнего) моря	12 (23)	11 (21)	10 (18)
закрытого (внутреннего) моря	11 (22)	10 (19)	9 (15)
залива или большого озера	10 (20)	9 (16)	8 (12)
большой реки.	9 (17)	8 (13)	7 (9)
<i>Вдали от водных поверхностей</i>			
<i>Ниже флюгера</i> нет никаких элементов защищенности*	8 (14)	7 (10)	6 (6)
отдельные элементы защищенности	7 (11)	6 (7)	5 (4)
среди элементов защищенности	6 (8)	5 (5)	4 (3)
<i>Выше флюгера</i> среди элементов защищенности	4 (2)	4 (1)	4 (0)

* Элементами защищенности могут считаться холмы, строения, деревья, если расстояния от них до ветроизмерительного прибора меньше 20-кратной их высоты.

Таблица 6.5

Мезоклиматические коэффициенты изменения скорости ветра [4, 10]

Тип местоположения	Мезоклиматический коэффициент	
	наименьший	Наибольший
Равнины, широкие долины (> 4 км)	1,0	1,0
Узкие долины		
продольные**	1,5	1,8
поперечные**	≤ 0,6	0,6
Перевалы, седловины,		
ветропроводящие коридоры	1,8	2,5
Котловины, впадины	0,4	0,9
Склоны		
наветренные**	1,2	2,0
подветренные**	0,7	0,9
Плато, вершины	2,0	4,0
Острова, побережья	1,5	2,0
Мысы, косы	2,0	3,0

** Местоположение по отношению к преобладающему направлению ветра

В любой географической точке, при отсутствии данных по скорости ветра, можно по табл. 6.2 и 6.3 определить тип мезорельефа и по табл. 6.5 – мезоклиматический коэффициент, а далее по данным ближайшей МС определить скорость ветра в предполагаемом для размещения ВЭУ месте. Например, планируется соорудить ВЭУ в узкой горной долине, которая ориентирована вдоль преобладающих направлений ветра, где, согласно данным таблицы 6.5, мезоклиматический коэффициент составляет 1,5...1,8. Ближайшая МС к рассматриваемому местоположению ВЭУ находится на расстоянии 30 км в условиях открытой ровной местности. Следовательно, при определении скорости ветра в районе установки ВЭУ все данные МС необходимо умножить на мезоклиматический коэффициент (1,5–1,8).

Для детальных оценок ветрового режима в зоне предполагаемого размещения ВЭУ данных о мезоклиматической изменчивости недостаточно, так как в пределах мезоклиматических типов неоднородностей имеются неоднородности второго порядка. Например, склоны разной крутизны поразному влияют на скорость ветра. Таким образом, для более точной оценки ветра прибегают к учету микроклиматической изменчивости скорости ветра и стратификации атмосферы (табл. 6.6) [4, 7, 13–15].

Таблица 6.6

Микроклиматические коэффициенты изменения скорости ветра при неустойчивой и устойчивой (в скобках) стратификации атмосферы

Рельеф	Скорость ветра на открытом ровном месте, м/с	
	3–5	6–20
Открытое ровное место	1,0	1,0
Вершины с относительным превышением, м:		
< 50		
50–100	1,3–1,4 (1,6–1,7)	1,1–1,2 (1,3–1,4)
100–200	1,4–1,5 (1,2–1,8)	1,2–1,3 (1,4–1,5)
200–300	1,5–1,7 (1,8–2,0)	1,3–1,4 (1,5–1,7)
300–400	1,7–1,9 (2,0–2,2)	1,4–1,5 (1,7–1,9)
400–500	1,9–2,1 (2,2–2,4)	1,5–1,8 (1,9–2,1)
Склоны крутизной 10 – 20°	2,1–2,3 (2,4–2,6)	1,8–2,0 (2,1–2,3)
<i>навстречные:</i>		
верхняя часть	1,4–1,5 (1,6–1,7)	1,3–1,4 (1,5–1,6)
средняя часть	1,2–1,3 (1,4–1,6)	1,1–1,2 (1,3–1,4)
нижняя часть	1,0–1,1 (0,8–0,9)	0,9–1,0 (0,7–0,8)
<i>подветренные:</i>		
верхняя часть	0,9–1,2 (1,0–1,3)	0,8–1,1 (0,9–1,2)
средняя часть	0,7–0,8 (0,7–0,8)	0,7 (0,7)
нижняя часть	0,6–0,7 (0,7–0,8)	0,6 (0,7)
<i>параллельные ветру:</i>		
верхняя часть	1,4–1,5 (1,6–1,7)	1,3–1,4 (1,5–1,6)
средняя часть	1,2–1,3 (1,4–1,6)	1,1–1,2 (1,3–1,4)
нижняя часть	1,0–1,1 (0,8–0,9)	0,9–1,0 (0,7–0,8)

Рельеф	Скорость ветра на открытом ровном месте, м/с	
	3–5	6–20
Склоны крутизной 4–10°		
<i>наветренные:</i>		
верхняя часть	1,2–1,3 (1,4–1,6)	1,1–1,2 (1,3–1,5)
средняя часть	1,0–1,1 (1,0–1,1)	1,0–1,1 (1,0–1,2)
нижняя часть	0,9	0,9–1,0
<i>подветренные:</i>		
верхняя часть	0,8–0,9 (0,8–0,9)	1,0 (0,7–0,8)
средняя часть	0,8–0,9 (0,8–0,9)	0,7–0,8 (0,8–0,9)
нижняя часть	0,9–1,0	0,9–1,0
<i>параллельные ветру:</i>		
верхняя часть	0,7–0,8 (0,8–0,9)	0,7–0,8 (0,8–0,9)
средняя часть	1,1–1,2 (1,3–1,4)	1,0–1,1 (1,2–1,3)
нижняя часть	0,9–1,0 (1,0–1,1)	0,8–0,9 (0,9–1,0)
Возвышения с плоскими вершинами и пологими в верхней части склонами:		
– вершины, верхние части наветренных и параллельных ветру склонов крутизной 1–3°	0,8–0,9 (0,9–1,0)	0,7–0,8 (0,8–0,9)
– средние и нижние части наветренных и параллельных ветру склонов крутизной 4–10°	1,2–1,4 (1,4–1,6)	1,1–1,3 (1,4–1,5)
– средние и нижние части подветренных склонов крутизной 4–10°	1,1–1,2 (1,1–1,3)	1,1–1,2 (1,2–1,3)
Долины, лоцины, овраги:		
– <i>дно и нижние части склонов долин, лоцин, оврагов</i>		
продуваемых ветром	0,7–0,9 (0,9–1,0)	0,8–0,9 (0,9–1,0)
непродуваемых ветром	1,1–1,2 (1,3–1,5)	1,2–1,3 (1,4–1,5)
замкнутых	0,7–0,8 (≤ 0,6)	0,7–0,8 (≤ 0,6)
– <i>средние и верхние склоны долин, лоцин, оврагов</i>		
продуваемых ветром	1,2–1,3 (1,4–1,5)	1,1–1,2 (1,3–1,5)
непродуваемых ветром	0,8–0,9 (0,6–0,7)	0,8–0,9 (0,6–0,7)
замкнутых	≤ 0,6	≤ 0,6

6.4. Моделирование ряда скорости ветра на площадке ВЭС по данным МС аналога

6.4.1. Методика моделирования ряда скорости ветра на площадке ВЭС по данным МС аналога

Годовой ряд скорости ветра на площадке МС аналога с интервалом Δt (по данным с сайта «Расписание погоды») для выбранного расчетного года приводим к ряду среднечасовых значений скорости V_i^{MC} ($i = 1, \dots, 8760$). Значения скорости

ветра внутри расчетного интервала времени Δt принимаются либо постоянными (ступенчатая зависимость), либо линейно интерполируются между значениями на начало и конец рассматриваемого интервала времени Δt .

В случае расхождения ландшафта местности площадок ВЭС и МС следует провести для площадки ВЭС моделирование ряда скорости ветра расчетного года по данным МС с учетом поправочного коэффициента на ландшафт местности k_0 . Определить поправочный коэффициент на ландшафт местности k_0 на площадке ВЭС по сравнению с площадкой МС допускается для двух типов рельефа [13–15]:

- первый тип – плоский рельеф с естественными и искусственными препятствиями высотой до 100 м (равнинная местность);
- второй тип – неплоский равнинно–холмистой и низкогорной местности с высотой до 750 м над уровнем моря. *В предгорных и горных районах использование данных ближайших МС для моделирования скорости ветра не рекомендуется.*

Для 1 типа учитываются изменения рельефа на площадках ВЭС и МС-аналога по восьми основным румбам в виде поправочных коэффициентов по каждому румбу k_0^j . Тогда среднечасовая скорость ветра на площадке ВЭС (на высоте 10 м) $V_i^{\text{ВЭС}}$ определяется по формуле (6.3):

$$V_i^{\text{ВЭС}} = k_0^j \cdot V_i^{\text{МС}}, \quad (6.3)$$

где i – порядковый номер наблюдения; j – порядковый номер румба; k_0^j – поправочный коэффициент на рельеф определяется по формуле (6.4):

$$k_0^j = \frac{K_{\text{ВЭС}}^j}{K_{\text{МС}}^j}, \quad (6.4)$$

где $K_{\text{ВЭС}}^j$, $K_{\text{МС}}^j$ – классы открытости площадки ВЭС и МС по j -му румбу.

Информация о классах открытости МС может быть получена из [9, 10]. Определение классов открытости площадки ВЭС, как правило, производится по топографическим картам местности с использованием классификации В.Ю. Милевского (табл. 6.4).

Для второго типа рельефа определяется средневзвешенный поправочный коэффициент на ландшафт местности k_0 . Для этого выделяют элементы рельефа различной горизонтальной и вертикальной протяженности (макро-, мезо- и микро-рельеф) и определяют эмпирические мезоклиматические и микроклиматические поправочные коэффициенты на рельеф местности k_m (табл. 6.5–6.6). Поправочный коэффициент на ландшафт k_0 для неплоского рельефа принимается равным $k_0 = k_m$. Далее весь ряд скорости ветра на площадке МС необходимо пересчитать на площадку ВЭС по формуле (6.5):

$$V_i^{\text{ВЭС}} = k_0 \cdot V_i^{\text{МС}}. \quad (6.5)$$

6.4.2. Пример моделирования скорости ветра на площадке ВЭС по данным МС Аэропорт на территории Астраханской области

Площадка ВЭС расположена рядом с МС Аэропорт (рис. 6.10). По топографическим картам было выявлено, что по всем восьми румбам от площадки ВЭС форма рельефа ровная, поэтому определение классов открытости площадки ВЭС $K_{ВЭС}^j$ проводится по классификации В.Ю. Милевского (табл. 6.4). Пересчет на площадке ВЭС средней скорости ветра $V_i^{ВЭС}$ по восьми румбам производится по данным МС Аэропорт по формулам (6.3) – (6.4). Результаты расчета представлены в табл. 6.7.

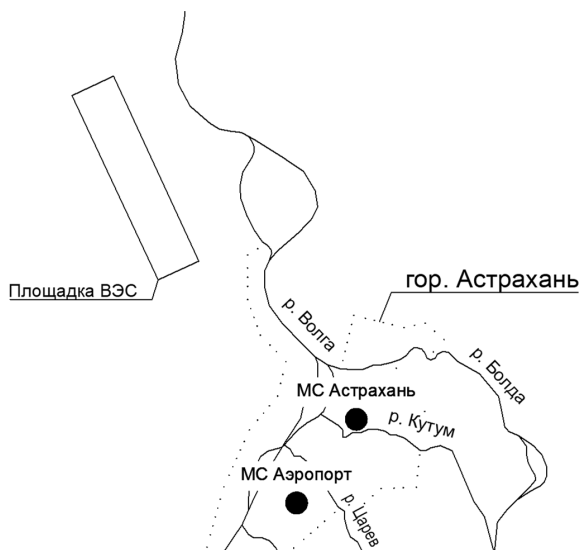


Рис. 6.10. Расположение площадки ВЭС №1 и МС Аэропорт

Таблица 6.7

Классы открытости площадок ВЭС и МС Аэропорт

Румб	С	СЗ	З	ЮЗ	Ю	ЮВ	В	СВ
$K_{МС}^j$	7	7	6	7	7	7	8	7
$K_{ВЭС}^j$	7	8	8	8	7	7	7	7
k_0^j	1	1,1	1,3	1,1	1	1	0,9	1

Среднечасовая скорость ветра на площадке ВЭС (на высоте 10 м) $V_i^{ВЭС}$ определяется по данным МС Аэропорт по формуле (6.3). Результаты расчета представлены в табл. 6.8 и на рис. 6.11.

**Годовой ход скорости ветра
в виде среднемесячных значений скорости ветра (в м/с)
в условиях МС Аэропорт и площадки ВЭС**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
МС	4,6	4,6	5,7	5,1	5,0	4,5	3,7	4,5	3,8	3,8	4,3	4,7
ВЭС	4,8	5,1	5,7	5,1	5,0	4,2	3,7	4,6	4,0	4,3	4,9	5,1

В результате моделирования многолетнего ряда скорости ветра на площадке ВЭС по данным МС Аэропорт было получено незначительное изменение годового хода ветра в условиях площадки ВЭС по сравнению с МС Аэропорт – средняя скорость ветра в условиях площадки ВЭС увеличилась на 0,1 м/с.

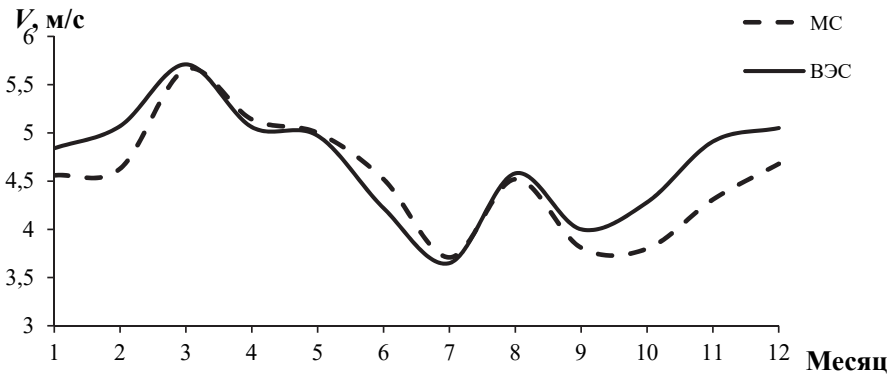


Рис. 6.11. Годовой ход среднемесячной скорости ветра на площадках МС Аэропорт и ВЭС

6.5. Выбор расчетного года

6.5.1. Методика выбора расчетного года

Выбор расчетного года рекомендуется осуществлять из ряда наблюдений продолжительностью не менее 5–10 лет в соответствии со следующими критериями: наименьшее количество пропусков в ряде наблюдений (полнота ряда не менее 95%); год, выбираемый в качестве расчетного, должен быть однородным и за полный календарный год; среднегодовая скорость ветра близка к среднегодовой.

Оценка полноты ряда проводится по формуле (6.6):

$$\text{Полнота ряда} = \frac{(K_{\text{полн.}} - K_{\text{проп.}})}{K_{\text{полн.}}} \cdot 100\%, \quad (6.6)$$

где $K_{\text{полн.}}$ – полное количество данных в ряду наблюдений с учетом интервала времени Δt , $K_{\text{проп.}}$ – количество пропущенных и отбракованных данных, например, скорость ветра – 200 м/с.

В случае равнозначности нескольких вариантов по выше рассмотренным критериям для уточнения выбора года рекомендуется проанализировать отклонения годовых вариаций среднемесячной скорости ветра от среднемноголетней или годовых повторяемостей скорости ветра от среднемноголетней повторяемости. И окончательно выбрать расчетный год по критерию минимального среднеквадратичного отклонения годовой вариации среднемесячной скорости ветра от среднемноголетней (или минимального отклонения годовой повторяемости скорости от среднемноголетней).

Среднеквадратичное отклонение годовой вариации среднемесячной скорости ветра от среднемноголетней вариации – $\sigma_{\text{МН.}}^N$, о.е. – определяется по формуле (6.7):

$$\sigma_{\text{МН.}}^N = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{12} (V_j^N - V_j^{\text{МН.}})^2}{12}}, \quad (6.7)$$

где V_j^N – среднемесячные скорости ветра для N -ого года; $V_j^{\text{МН.}}$ – среднемноголетние среднемесячные скорости ветра; j – номер месяца.

Среднеквадратичное отклонение σ_t годовой повторяемости $t^N(V)$ для N -ого года от среднемноголетней $t^{\text{МН.}}(V)$ определяется по формуле (6.8):

$$\sigma_t = \sqrt{M[t^{\text{МН.}}(V) - t^N(V)]^2}, \quad (6.8)$$

где $M[t^{\text{МН.}}(V) - t^N(V)]^2$ – математическое ожидание, рассчитываемое для дискретных значений $t^{\text{МН.}}(\Delta V_j^{\text{ГР.}})$ и $t^N(\Delta V_j^{\text{ГР.}})$ по формуле (6.9):

$$M[t^{\text{МН.}}(V) - t^N(V)]^2 = \sum_{j=1}^{N^{\text{ГР.}}} [t^{\text{МН.}}(\Delta V_j^{\text{ГР.}}) - t^N(\Delta V_j^{\text{ГР.}})]^2 \cdot \Delta V_j^*, \quad (6.9)$$

где ΔV_j^* , о.е. – рассчитывается по формуле (6.10):

$$\Delta V_j^* = \frac{\Delta V_j^{\text{ГР.}}}{V^{\text{max}}}, \quad (6.10)$$

где $\Delta V_j^{\text{ГР.}}$, м/с – интервал скорости j -ой градации; V^{max} , м/с – максимальная скорость ветра за наблюдаемый период.

6.5.2. Пример определения полноты годового ряда

Определите полноту неоднородного годового ряда скорости ветра, если известны интервалы наблюдений Δt и количество наблюдений за разные периоды года (табл. 6.9).

Таблица 6.9

Исходные данные для расчета

Период года	Δt , ч	Количество наблюдений
01.01...–28.02...	3	452
01.03...–31.12...	8	878

Неправильное решение:

Принимается $\Delta t = 3$ часа.

Определение:

- полное количество данных в ряду наблюдений с учетом интервала времени: $K_{\text{полн}} = 8760/3 = 2920$ значений;
- количество пропущенных данных $K_{\text{проп}} = 2920 - 452 - 878 = 1590$;
- Полнота ряда = $\frac{(2920-1590)}{2920} \cdot 100\% = 45,5\%$.

Определить полноту ряда не представляется возможным, поскольку он является неоднородным. В этом случае следует проводить оценку полноты ряда с разбивкой на периоды, в которых интервалы Δt одинаковые (табл. 6.10).

Таблица 6.10

Результаты оценки полноты годового неоднородного ряда

Период времени	Δt , ч	Количество наблюдений	Полное количество данных за период времени	Количество пропущенных данных	Полнота ряда, %
01.01...–28.02...	3	452	472	20	95,8
01.03...–31.12...	8	878	918	40	95,6

Следовательно, данный ряд удовлетворяет требованию полноты ряда расчетного года, но не может быть выбран в качестве расчетного года, поскольку ряд не является однородным.

6.5.3. Пример выбора расчетного года на площадке ВЭС по данным МС Черный Яр на территории Астраханской области

Ближайшей МС к площадке ВЭС на территории Астраханской области является МС Черный Яр. С сайта «Расписание Погоды» на площадке МС Черный Яр был получен многолетний ряд наблюдений с 2006 по 2021 гг. Для всех лет ряда были рассчитаны: полнота ряда; среднемноголетняя и среднегодовые скорости ветра; среднемноголетняя и годовые повторяемости скорости; отклонения среднегодовых скоростей ветра от среднемноголетней; среднеквадратичные отклонения среднегодовых повторяемостей от среднемноголетней (табл. 6.11).

Анализ ряда наблюдений на площадке МС Черный Яр выявил, что:

- многолетний ряд является неоднородным;
- полнота всех годовых рядов больше 95% и в качестве расчетного года может быть выбран любой год кроме неоднородных рядов: 2007 г., 2008 г., 2010 г. и 2011 г.;
- в многолетнем разрезе среднегодовые скорости ветра увеличиваются (рис. 6.12).

По совокупности принятых критериев в качестве расчетного года был выбран 2013 г.:

- полнота ряда 99,9%, ряд однородный, интервал 3 часа;
- имеет наименьшие значения: отклонения среднегодовой скорости от среднемноголетней; среднеквадратичного отклонения годовой повторяемости скорости от среднемноголетней.

Таблица 6.11

Анализ ряда наблюдений на площадке МС Черный Яр

Год	Полнота ряда, %	Интервал	$\sigma_{\text{мн.}}^N, \%$	$\sigma_{\tau}, \%$	$\bar{V}_0, \text{ м/с}$
2006	99,7	24 часа	22,6	15	2,4
2007	100	неоднородн. ряд	9,7	7	2,8
2008	100	неоднородн. ряд	16,1	14	2,6
2009	100	24 часа	19,4	17	2,5
2010	100	неоднородн. ряд	6,5	4	2,9
2011	100	неоднородн. ряд	-3,2	3	3,2
2012	99,5	3 часа	-3,2	3	3,2
2013	99,9	3 часа	0,0	2	3,1
2014	100	3 часа	-6,5	4	3,3
2015	99,8	3 часа	-6,5	5	3,3
2016	99,9	3 часа	3,2	3	3,0
2017	100	3 часа	0,0	3	3,1
2018	100	3 часа	3,2	3	3,0
2019	100	3 часа	3,2	3	3,0
2020	100	3 часа	-3,2	3	3,2
2021	99,9	3 часа	3,2	3	3,0
Среднемноголетний					3,1

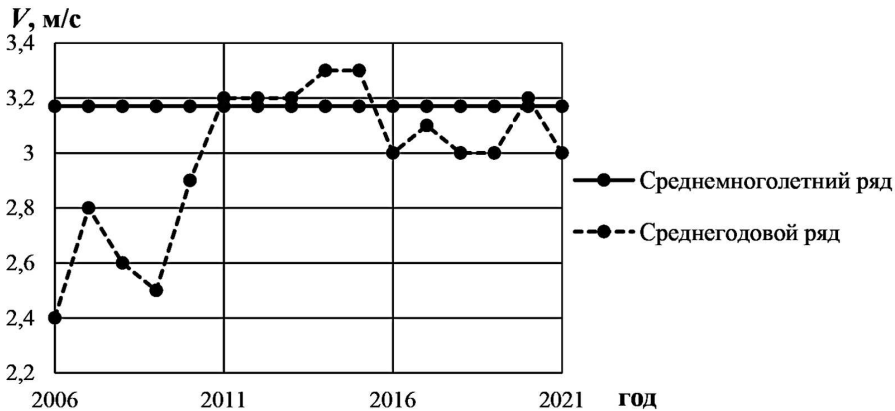


Рис. 6.12. Многолетняя вариация среднегодовой скорости ветра на высоте 10 м на площадке МС Черный Яр

На рисунке 6.13 представлены годовые вариации среднемесячной скорости ветра для расчетного года (2013 г.) и среднемультигодового, из которых видно, что энергетические характеристики ветра расчетного года несущественно отличаются от характеристик среднемультигодового года. На рисунке 6.14 представлены годовые повторяемости направлений ветра для расчетного и среднемультигодового года.



Рис. 6.13. Годовые вариации среднемесячной скорости ветра на высоте 10 м на площадке МС Черный Яр

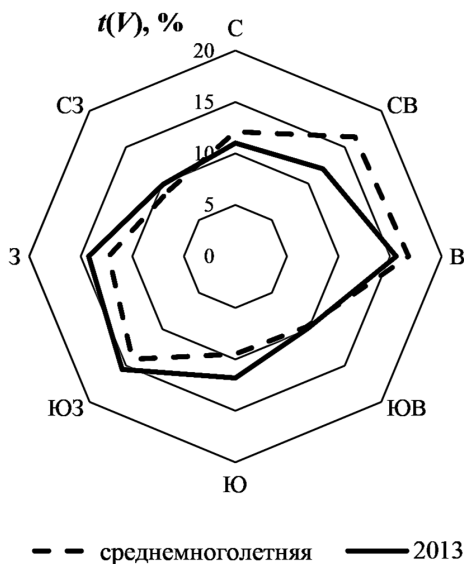


Рис. 6.14. Годовые повторяемости направлений ветра на высоте 10 м на площадке МС Черный Яр

6.5.4. Пример выбора расчетного года на площадке ВЭС по данным МС Курумоч на территории Ставропольского края

Рассматривается выбор расчетного года на площадке МС, для которой имеется 13-летний ряд скорости ветра. Для всех лет наблюдений был проведен анализ качества данных и рассчитана полнота ряда (табл. 6.12).

Таблица 6.12

Анализ качества данных 13-го ряда скорости ветра на площадке МС

Год	$\Delta t, \text{ч}$	Полное количество данных за год	Количество пропущ. данных	Полнота ряда, %
1999	3	2920	24	99,2
2000	3	2920	100	96,6
2001	3	2920	120	95,9
2002	3	2920	22	99,2
2003	3	2920	21	99,3
2004	3	2920	135	95,1

Год	Δt , ч	Полное Количество данных за год	Количество пропущ. данных	Полнота ряда, %
2005	3	2920	11	99,6
2006	3	2920	106	96,4
2007	3	2920	108	96,3
2008	3	2920	89	97,0
2009	3	2920	30	99,0
2010	3	2920	56	98,1
2011	3	2920	18	99,4
Ср.мн.	3	37960	850	97,8

Анализ результатов (табл. 6.12) выявил:

– многолетний ряд является однородным, интервал Δt составляет 3 часа в течение периода наблюдения 13 лет и полная информация за весь год представлена по всем годам (нет периодов, когда отсутствуют данные по трем суткам подряд);

– пропуски данных за полный 13-ий календарный ряд – 850 значений, что составляет 2,2% от полного ряда наблюдений; полнота многолетнего ряда – 97,8%; полнота всех годовых рядов более 95%;

– данных для анализа многолетней вариации скорости ветра достаточно; при выборе расчетного года следует учитывать все годы; при расчете среднемноголетней годовой вариации следует использовать данные за 13 лет.

Для всех лет наблюдений были рассчитаны среднегодовые скорости ветра \bar{V}_k и их относительные отклонения от среднемноголетнего года δ_V (табл. 6.13). На рисунке 6.15 показана многолетняя вариации среднегодовой скорости ветра. Построить линию тренда в многолетнем разрезе не удастся, поскольку коэффициент вариации близок к нулю.

Таблица 6.13

**Среднегодовые скорости ветра \bar{V}_k и их относительные отклонения
от среднемноголетнего года δ_V**

Год	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Ср.мн.
\bar{V}_k , м/с	3,91	3,60	3,97	3,76	3,83	4,25	4,04	4,04	3,76	4,00	3,80	3,69	3,91	3,90
δ_V , %	0,26	-7,40	2,14	-3,33	-1,51	9,43	3,96	3,96	-3,33	2,89	-2,26	-5,16	0,26	0

Примечание: заливкой выделены годы, которые можно выбрать в качестве расчётного года.

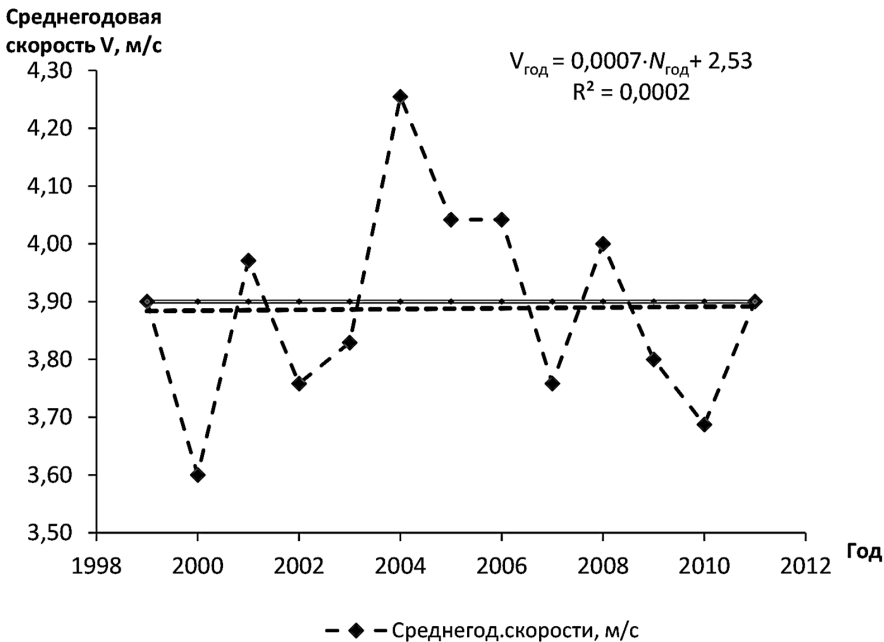


Рис. 6.15. Многолетняя вариация среднегодовой скорости ветра

По критерию минимального отклонения среднегодовой скорости ветра от среднемноголетней в качестве расчетного года можно рассматривать 1999-й 2011-й гг. Годовые вариации скорости ветра для среднемноголетнего года и для предварительно выбранных в качестве расчетных представлены на рис. 6.16 и в табл. 6.14.

Промежуточные расчеты среднеквадратичных отклонений годовых вариаций скорости ветра 1999 г. и 2011 г от среднемноголетней вариации представлены в табл. 6.14.

$$\text{Рассчитывается } \sum_{j=1}^{12} (V_j^{1999} - V_j^{\text{МН}})^2 = 0,59 \text{ м}^2/\text{с}^2,$$

тогда, соответственно:

$$\sigma_{\text{МН}}^{1999} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{12} (V_j^N - V_j^{\text{МН}})^2}{12}} = \sqrt{\frac{0,59}{12}} = 0,22 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

$$\text{Рассчитывается } \sum_{j=1}^{12} (V_j^N - V_j^{\text{МН}})^2 = 1,68, \text{ тогда } \sigma_{\text{МН}}^{2011} = 0,4 \text{ м/с}.$$

**Годовые вариации скорости ветра для среднемноголетнего года
и предварительно выбранных лет в качестве расчетного года в м/с**

Месяц/ Год	Среднемн. год, м/с	1999 год, м/с	2011 год, м/с	$(V_j^{1999} - V_j^{мн})^2$ м ² /с ²	$(V_j^{2011} - V_j^{мн})^2$ м ² /с ²
1	4,6	4,2	4,5	0,16	0,01
2	3,9	4,3	4,4	0,16	0,25
3	4,2	4,4	4,2	0,04	0
4	3,6	3,7	3,8	0,01	0,04
5	3,4	3,5	3,6	0,01	0,04
6	3	3,2	3,2	0,04	0,04
7	2,8	2,8	3	0	0,04
8	3,2	3,2	3,5	0	0,09
9	4,3	4,3	3,3	0	1
10	4,7	4,5	4,6	0,04	0,01
11	4,9	4,6	4,5	0,09	0,16
12	4,6	4,4	4,6	0,04	0
Среднее	3,9	3,9	3,9	Сумма = 0,59	Сумма=1,68

Скорость, м/с

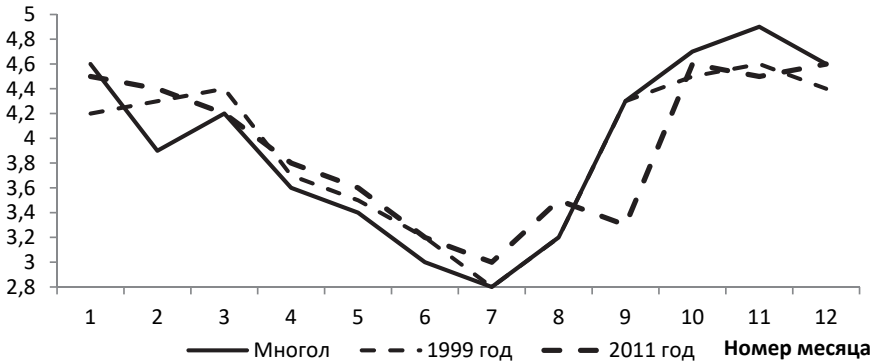


Рис. 6.16. Годовые вариации скорости ветра

В таблице 6.15 представлены сводные данные по всем критериям, учитываемым при выборе расчетного года.

Соответственно в качестве расчетного года лучше выбрать 1999 г.

Оценим среднеквадратичное отклонение σ_t годовой повторяемости $t^N(V)$ для 1999 г. от среднемноголетней $t^{мн}(V)$ при $V^{\max} = 15$ м/с. Сравнимые повторяемости скорости ветра и промежуточные расчеты представлены в табл. 6.16.

Таблица 6.15

Сводные данные по критериям, учитываемым при выборе расчетного года

Критерий	1999 год	2011 год
Полнота ряда, %	99,2	99,4
\bar{V}_k , м/с	3,91	3,91
δ_V , %	0,26	0,26
σ_{MN}^N , м/с	0,22	0,4

Таблица 6.16

Промежуточные расчеты среднеквадратичного отклонения годовой повторяемости 1999 г. от среднеголетней

$V_j^{rp} - V_{j+1}^{rp}$, м/с	0÷1,5	1,5÷3,5	3,5÷5,5	5,5÷7,5	7,5÷9,5	9,5÷11,5	11,5÷13,5	13,5÷15,5
ΔV_j^{rp} , м/с	1,5	2	2	2	2	2	2	2
$t^{MN}(V)$, %	10,7	28,4	30,7	18,9	8	2,5	0,6	0,2
$t^N(V)$, %	10,5	30,8	29,8	18,4	8,2	2,7	0,7	0,1
ΔV_j^* , о.е.	0,1	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133
M_j , % ²	0,005	0,794	0,108	0,030	0,005	0,008	0,002	0,000

Примечание: $\Delta V_j^* = \Delta V_j^{rp} / V^{\max}$; $M_j = [t^{MN}(\Delta V_j^{rp}) - t^N(\Delta V_j^{rp})]^2 \cdot \Delta V_j^* \cdot \Delta V_j^*$, %²
 $M[t^{MN}(V) - t^N(V)]^2 = 0,005 + 0,794 + 0,108 + 0,03 + 0,005 + 0,008 + 0,002 = 0,95\%²,$
 $\sigma_t = \sqrt{M[t^{MN}(V) - t^N(V)]^2} = \sqrt{0,95} = 0,97\%.$

Контрольные вопросы и задания

1. Как производится определение уровня шероховатости Z_0 ?
2. Чему равна средняя скорость ветра на уровне шероховатости Z_0 ?
3. Как влияет наличие препятствий на скорость ветра?
4. Как классифицируются формы земной поверхности?
5. Как классифицируются формы земной поверхности по внешнему виду?
6. Дайте характеристику выпуклой и вогнутой поверхности.
7. Как выглядит зависимость турбулентности от силы ветра для препятствий прямоугольной формы?
8. Как влияют острые и сглаженные формы препятствий на ветер?
9. Как наветренная и подветренная стороны препятствуют ветру?

10. На каком расстоянии от плоского препятствия восстанавливается воздушный поток в приземном слое воздуха?
11. Как влияют ориентация и форма горного хребта на пригодность места для установки ВЭУ?
12. Как влияют крупномасштабные особенности рельефа на ветер?
13. Назовите основные морфометрические характеристики, необходимые для типизации рельефа.
14. Как выглядит критерий экранирования?
15. Назовите степени защищенности флюгера по В.Ю. Милевскому.
16. Как влияют мезоклиматические факторы на скорость ветра?
17. Как влияют микроклиматические факторы на скорость ветра?
18. Чему равен коэффициент пересчета скорости ветра на рельеф?
19. Каковы критерии выбора расчетного года?
20. Как выглядит формула расчета полноты ряда?
21. Какие существуют требования к данным ряда расчетного года?

Список литературы

1. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 января 2010 г. № 11 «Об утверждении Положения о повышении точности прогностических оценок радиационных характеристик радиоактивного загрязнения окружающей среды и дозовых нагрузок на персонал и население».
2. Метео энциклопедия. – URL: <http://meteorologist.ru/obraschenie-vetra.html>
3. Wegley, H.L. Siting Handbook for Small Wind Energy Conversion Systems. Battelle / H.L. Wegley, J.V. Ramsdell, M.M. Orgill, R.L Drake.: US DOE, 1980.
4. Методические указания по расчету климатических нагрузок в соответствии с ПЭУ–7 и построению карт климатического районирования. СТО 56947007–29.240.055–2010. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2010
5. Милевский, В.Ю. Методика исследования скоростных роз и скоростей ветровых роз – диаграмм ветра / В.Ю. Милевский // Тр. ГГО. Вып. 113. Л.: Гидрометеоздат, 1960.
6. Зубарев, В.В. Использование энергии ветра в районах Севера: состояние, условия эффективности, перспективы / В.В. Зубарев, В.А. Минин, И.Р. Степанов. – Л.: Наука, 1989.
7. Бурмистров, А.А. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии: учеб. пособие / Бурмистров А.А., Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В. и др. – М.: Издательство МЭИ, 2008.
8. Николаев, В.Г. Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения / В.Г. Николаев, С.В. Ганага, Ю.И. Кудряшов. – М.: Атмограф, 2008.

9. Справочник по климату СССР. Ч. III. Ветер. – Л.: Гидрометеоиздат, 1966.
10. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2023623034. База данных «Флюгер» / Г.В. Дерюгина, Е.В. Игнатьев, Р.В. Пугачев и др.; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» – №2023623034; заявл. 21.09.2023; опубл. 05.10.2023.
11. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов. – Л.: Гидрометеоиздат, 1989.
12. ГОСТ Р 70928-2023. Возобновляемая энергетика. Ветроэлектрические станции. Рекомендации по определению ветроклиматических характеристик и технико-экономических показателей малых ветроэнергетических установок.
13. Дерюгина, Г.В. Основные характеристики ветра. Ресурсы ветра и методы их расчета: учебное пособие / Дерюгина Г.В., Малинин Н.К., Пугачев Р.В. и др. – М.: Издательство МЭИ, 2012.
14. Васьков, А.Г. Ветроэнергетика: учеб. пособие / А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Н.К. Малинин и др. – М.: Издательство МЭИ, 2016.
15. Безруких, П.П. Ветроэнергетика: Справочное методическое издание / П.П. Безруких, П.П. Безруких (мл.), С.В. Грибков; под ред. П.П. Безруких. – М.: «Интехэнергоиздат», «Теплоэнергетик», 2014.

7. ВЕРТИКАЛЬНЫЙ ПРОФИЛЬ ВЕТРА. ВЕТРОИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

7.1. Характеристики приземного слоя атмосферы

7.1.1. Классификация атмосферы Земли

Атмосфера Земли – газовая оболочка, окружающая Землю и вращающаяся вместе с ней как единое целое. В зависимости от распределения температуры атмосферу Земли подразделяют на тропосферу, стратосферу, мезосферу и термосферу (рис. 7.1). Давление и плотность воздуха в атмосфере Земли с высотой убывают.

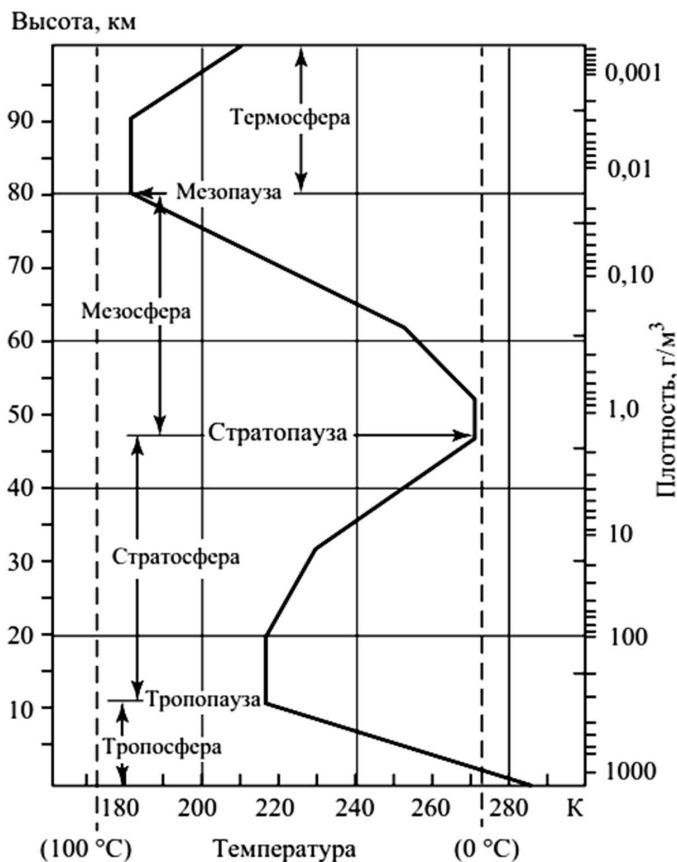


Рис. 7.1. Слой атмосферы Земли

Тропосфера – нижний, основной слой атмосферы до высоты 8–10 км в полярных, 10–12 км в умеренных и 16–18 км в тропических широтах. Тропосфера – слой наиболее подверженный воздействию земной поверхности. В тропосфере сосредоточено более 80% всей массы атмосферного воздуха, сильно развиты турбулентность и конвекция, сосредоточена преобладающая часть водяного пара, возникают облака, формируются воздушные массы и атмосферные фронты, развиваются циклоны и антициклоны и другие процессы, определяющие погоду и климат.

В атмосфере происходят различные термодинамические процессы, в частности, изотермические, адиабатические и другие знакомые по курсу молекулярной физики процессы. В основном атмосфера неизотермична, например, в тропосфере температура меняется с высотой довольно сильно, примерно на $6,5^{\circ}\text{C}$ на один км. Однако, в областях тропопаузы, стратопаузы, мезопаузы в некоторых диапазонах высот ее приближенно можно считать изотермичной.

Поскольку высота башен современных ВЭУ может достигать 150 м, то для ветроэнергетики нас в первую очередь интересны процессы, происходящие именно в приземном слое тропосферы, который часто называют «слоем трения» из-за сопротивления, создаваемого трением воздуха в непосредственной близости от поверхности земли, и он, в свою очередь, подразделяется на:

а) «*поверхностный пограничный слой*» от поверхности земли до высоты около 100 м, где движение воздуха определяется преимущественно трением о поверхность земли;

б) «*слой Экмана*» от высоты около 100 м до высоты не менее 600 м (2000 фут), где воздействие трения, хотя еще значительное, последовательно уменьшается с увеличением высоты, а другие воздействующие факторы, такие как силы Кориолиса и горизонтальный барический градиент, приобретают все более важное значение.

В «слое трения» скорость ветра имеет тенденцию к возрастанию с увеличением высоты по всему слою, причем самые значительные изменения происходят непосредственно над землей в поверхностном граничном слое. Направление ветра, как правило, остается неизменным с увеличением высоты в пределах поверхностного пограничного слоя, но поворачивается по часовой стрелке (против часовой стрелки) с увеличением высоты в северном (южном) полушарии по всему слою Экмана [1].

7.1.2. Термодинамическая устойчивость атмосферы

Важной характеристикой атмосферы является ее *стабильность*, которая обычно классифицируется, как устойчивая, нейтральная и неустойчивая. *Стабильный воздух* – это воздух, который не перемещается в вертикальной плоскости.

Для сухого воздуха, который будем рассматривать как идеальный газ, распределение давления и плотности в изотермической атмосфере определяется формулой Больцмана (7.1).

$$dP = -\rho \cdot g \cdot dh, \quad (7.1)$$

где P – атмосферное давление в кПа, ρ – плотность в кг/м³, h – уровень высоты, м, g – гравитационная постоянная в м/с². Знак «минус» соответствует понижению давления P с ростом высоты h .

Сухим воздух называется не потому, что в воздухе отсутствуют водяные пары, а потому, что они не конденсируются в нем.

Термодинамическую устойчивость атмосферы также можно рассмотреть в рамках адиабатического процесса так, когда тепло не добавляется из окружающего воздуха, так и не отдается ему. В реальности некоторый теплообмен имеет место, но он обычно незначителен. Первое начало термодинамики имеет вид (7.2):

$$dQ = dU + P \cdot dW = C_B \cdot dQ - \frac{dP}{\rho}, \quad (7.2)$$

где t – температура, dQ – переданное тепло, dW – приращение объема; dU – приращение внутренней энергии, C_B – удельная теплоемкость воздуха зависит от давления и температуры (табл. 7.1 и 7.2) [2].

Поскольку $dQ \approx 0$, то уравнение (7.2) можно записать в виде (7.3):

$$C_B \cdot dQ = \frac{dP}{\rho}. \quad (7.3)$$

Заменив dP в формуле (7.3) выражением (7.1) получим уравнение *градиента температуры сухого воздуха* (7.4):

$$dQ/dh = -g/C_B. \quad (7.4)$$

Если в формулу (7.3) подставить значения $g = 9,81$ м/с² и $C_B = 1006$ Дж/(кг·°С) (для $P = 101,325$ кПа и $T = 20^\circ\text{C}$) и предположить, что их изменение несущественно, то получим что *градиент температуры сухого воздуха* составляет около 1°С/100 м. Его иначе называют *сухоадиабатическим градиентом температуры*.

Таблица 7.1

**Удельная теплоемкость сухого воздуха C_B
при постоянном $P = 101,325$ кПа**

Интервал температур, °С	–40...–21	–20...–1	0...19	20...29	30...39	40...49	50...59
C_B , кДж/(кг·К)	1,0057	1,0058	1,006	1,0061	1,0063	1,0064	1,0

Удельная теплоемкость сухого воздуха C_v при постоянной $T=20^\circ\text{C}$

Давление абсолютное		Удельная теплоемкость	
атм.	кПа	ккал / (кг · °С)	Дж / (кг · °С)
0,01	1,01325	0,2399	1004,5
0,1	10,1325	0,2400	1004,9
0,4	40,53	0,2401	1005,3
1	101,325	0,2403	1006,1
7	709,28	0,2427	1016,2
10	1013,25	0,2440	1021,6
40	4053	0,2569	1075,6
70	7092,8	0,2700	1130,5
100	10132,5	0,2824	1182,4

Стандартный градиент температуры (СГТ) был принят и рассчитан при условии, что на средних широтах температура снижается линейно от 15°C на уровне моря до -57°C на уровне 10,8 км. СГТ составляет уменьшение температуры на 2°C каждые 300 м увеличения высоты (или $0,66^\circ\text{C}/100\text{ м}$).

Атмосферный градиент температуры больший $1^\circ\text{C}/100\text{ м}$ называется *супер-адиабатическим градиентом температуры* (СуперАГ). Условия СуперАГ встречаются в основном только над раскаленными пустынями, или, в менее жарких районах, в солнечные дни над ограниченными, закрытыми участками земли.

Таким образом, разным градиентам температуры соответствуют различные состояния устойчивости атмосферы. Условия стабильности наблюдаются, когда атмосферный градиент температуры меньше, чем $1^\circ\text{C}/100\text{ м}$. В противном случае воздух нестабилен.

Теперь рассмотрим более реальные ситуации в ночное и дневное время. Ночью воздух более холодный у земли из-за контакта с охлажденной поверхностью. Это положение дел называется *приземной инверсией* и типично для ночи. Приземная инверсия может распространяться вверх до 300 м и даже более при наличии ветра и интенсивного перемешивания слоев. Слово инверсия обозначает тот факт, что температура воздуха увеличивается или, по крайней мере, не уменьшается с увеличением высоты, как при СГТ. Воздух в инверсионном слое стабилен. Дневная ситуация выглядит по-другому. Здесь воздух у земли более теплый, чем на СГТ. Это связано с солнечным прогревом воздуха. Градиент, показанный в нижней части графика, известен как *нестабильный* и представляет для нас большой интерес (рис. 7.2).

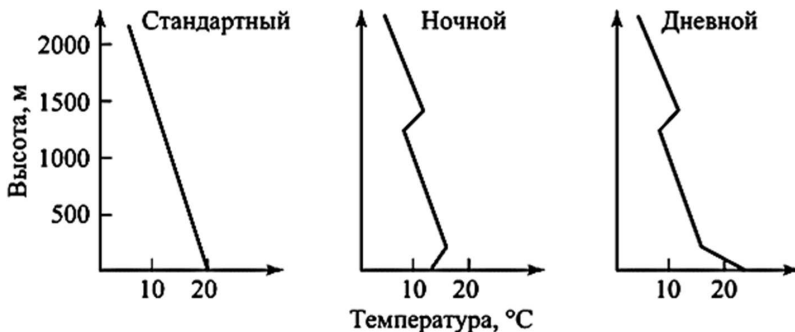


Рис. 7.2. Градиент температуры в приземном слое атмосферы

7.1.3. Классы устойчивости атмосферы

В литературе нет общепринятого критерия определения классов устойчивости атмосферы [3], однако большинство исследователей пользуются простейшей классификацией по Паскуиллу (табл. 7.3).

Таблица 7.3

Классы устойчивости атмосферы по Паскуиллу

Класс по Паскуиллу	Вертикальный градиент температуры, град./100 м	Характерная скорость ветра на высоте 10 м, м/с	Описание погоды
А (сильная конвекция)	$< -1,9$	< 1	Безоблачно
В (конвекция)	$-(1,9 \div 1,7)$	$2 \div 5$	Солнечно и тепло
С (умеренная конвекция)	$-(1,7 \div 1,5)$	$2 \div 6$	Переменная облачность в течение дня
Д (нейтральная)	$-(1,5 \div 0,5)$	> 5	Облачный день или облачная ночь
Е (инверсия)	$-0,5 \div 1,5$	$2 \div 5$	Переменная облачность в течение ночи
Ф (сильная инверсия)	$> 1,5$	< 2	Ясная ночь

Наиболее неустойчивая категория "А" отмечается при слабом ветре и сильной солнечной радиации, когда воздух, нагретый теплом от земной поверхности, всплывает. Обычно это состояние возникает после полудня или несколько раньше. Категория "С" наблюдается при усилении ветра от умеренного до сильного и чаще всего вечером при ясном небе или днем при низких кучевых облаках, а также летними ясными днями при высоте солнца $15 \pm 30^\circ$. Нейтральная категория "D" соответствует условиям сплошной облачности как днем, так и ночью, когда влияние прямых солнечных лучей незначительно. Устойчивые категории "E" и "F" фиксируют обычно ночью при чистом небе или слабой облачности, когда земная поверхность выхолаживается и над ней устанавливается инверсионный слой. Естественная конвекция при этом подавляется. Стабильность повышается с ростом скорости ветра и снижением интенсивности солнечного облучения. Облачность проявляется по-разному. Ночью ее снижение усиливает охлаждение Земли, образование температурной инверсии. Днем, наоборот, конвективные потоки и неустойчивость усиливаются.

Для выявления зависимости скорости ветра от класса устойчивости атмосферы были проанализированы данные станций наблюдений в США [4] и в РФ (Обнинский ИЭМ) [5]. Было выявлено существенное расхождение между полученными зависимостями, что свидетельствует о необходимости использования только "местной" метеоинформации, соответствующей определенному типу земной поверхности.

7.2. Вертикальный профиль ветра

7.2.1. Логарифмический профиль скорости ветра по высоте

Выведение на основе физических принципов теоретической взаимосвязи между скоростью ветра и высотой в поверхностном пограничном слое при всех возможных условиях устойчивости связано с определенными трудностями. Однако, установление такой взаимосвязи для условий нейтральной устойчивости атмосферы является относительно несложной задачей. Такие условия приблизительно соблюдены в поверхностном пограничном слое, пока имеется достаточно сильный ветер, обеспечивающий турбулентное смешивание. При очень слабом ветре, особенно в условиях штиля с заметной инверсией на малых высотах, нейтрально устойчивый слой не устанавливается, и эту теорию применить невозможно. Теория логарифмического профиля скорости ветра по высоте базируется на различных методах описания ветрового потока, таких как теория смешивания длины, теория вязкости вихря и теория подобия Монина – Обухова [6]. Ниже приводится теоретическое описание метода смешивания длины, предложенного Wortman в 1982 г. [7].

Вблизи поверхности Земли градиент давления (7.5):

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\partial \tau_{xh}}{\partial h}, \quad (7.5)$$

где x и h – горизонтальная и вертикальная координаты; P – давление, а τ_{xh} – напряжение сдвига в направлении x , нормальном к h . Так как вблизи поверхности Земли давление P не зависит от h , то интегрирование выражения (7.5) приводит к следующему соотношению (7.6):

$$\tau_{xh} = \tau_0 + h \cdot \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (7.6)$$

где τ_0 – значение напряжения сдвига на поверхности земли. Вблизи поверхности градиент давления весьма мал, в связи с чем вторым членом в (7.6) можно пренебречь. Кроме того, используя теорию смешанной длины Прандтля, напряжение сдвига можно выразить как (7.7):

$$\tau_{xh} = \rho \cdot l^2 \left(\frac{\partial v}{\partial h} \right)^2, \quad (7.7)$$

где ρ – плотность воздуха, v – горизонтальная составляющая скорости ветра, l – смешанная длина. Заметим, что используемое здесь значение v означает, что эффекты турбулентности здесь усреднены.

Объединяя (7.6) и (7.7), получается (7.8):

$$\frac{\partial v}{\partial h} = \frac{1}{l} \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}} = \frac{v^*}{l}, \quad (7.8)$$

где v^* – скорость трения, для гладкой поверхности $l = k^{kr} \cdot h$ при $k^{kr} = 0,4$ – постоянная Кармана.

Интегрируя (7.8) от Z_0 до h получим уравнение логарифмического профиля скорости ветра по высоте (7.9):

$$v(h) = \frac{v^*}{k^{kr}} \ln \left(\frac{h}{Z_0} \right), \quad (7.9)$$

где Z_0 – величина шероховатости поверхности (табл. 6.1). Интегрирование идет от нижнего предела Z_0 , а не от нуля, так как естественные поверхности никогда не однородны и не гладкие.

Уравнения (7.9) можно представить и так (7.10):

$$\ln h = \left(\frac{k^{kr}}{v^*} \right) \cdot v(h) + \ln Z_0. \quad (7.10)$$

Это уравнение может быть представлено в виде прямой линии на полулогарифмической сетке координат, наклон которой равен $\frac{k^{kr}}{v^*}$ и может быть рассчитан на основе экспериментальных данных v^* и Z_0 .

Иногда уравнение логарифмического профиля ветра по высоте модифицируется для учета смешивания воздуха у поверхности земли путем обозначения длины смешивания l , определяемой как $l = k^{kr} \cdot (h + Z_0)$, и представляется как (7.11):

$$v(h) = \frac{v^*}{k^{kr}} \ln\left(\frac{h + Z_0}{Z_0}\right), \quad (7.11)$$

Другое часто используемое выражение для логарифмического профиля ветра по высоте (известное как «уравнение Прандтля» (7.12)):

$$\frac{v(h_2)}{v(h_1)} = \frac{\ln\left(\frac{h_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{Z_0}\right)}, \quad (7.12)$$

где $v(h_2)$ и $v(h_1)$ – скорость ветра на высотах h_2 и h_1 над поверхностью земли в рассматриваемой точке.

Логарифмический закон ветра очень хорошо совпадает с наблюдаемым профилем скорости ветра в поверхностном пограничном слое для нейтральной устойчивости атмосферы. В случаях, когда поверхностный пограничный слой неустойчив, сдвиг скорости ветра по высоте будет меньше рассчитанного по уравнению (7.12), а если условия устойчивы – сдвиг будет больше, чем определенный по вышеуказанному уравнению (7.12) [8] (рис. 7.3).

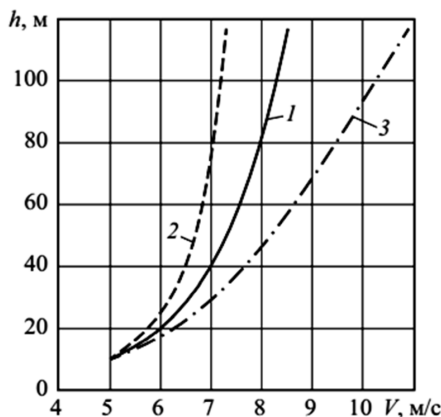


Рис. 7.3. Вертикальные профили ветра при атмосферном воздействии пограничного слоя

7.2.2. Степенной закон вертикального профиля скорости ветра. Методы определения показателя степенной функции m

Степенной закон вертикального профиля ветра представляется эмпирической зависимостью по формуле (7.13):

$$\frac{V^{h_2}}{V^{h_1}} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^m, \quad (7.13)$$

где V^{h_1} и V^{h_2} – скорость ветра на высотах h_1 и h_2 соответственно; m – показатель степени, зависящий от скорости ветра, рельефа местности, стратификации атмосферы и т.д. Достоверность степенной зависимости определяется выбором модели (или методики) расчета показателя степени m . В отечественных и зарубежных исследованиях отсутствует единая методика его определения.

Влияние различных факторов на значение m детально изучалось в отечественных и зарубежных работах [7–18]. В отечественных исследованиях [10–12, 18] отсутствует единая методика по определению показателя степени m . Исследования вертикального профиля ветра проводились только для условий ровной местности и выявили наличие зависимости показателя степени m для средних значений скорости от времени года. В таблице 7.4 [10, 16, 19] приведены коэффициенты, равные отношению значений средней скорости на различных высотах к значениям на высоте 10 м и значения показателя m для различных сезонов года, справедливые для условий ровной местности.

Таблица 7.4

Коэффициенты возрастания скорости ветра с высотой в нижнем 100-метровом слое атмосферы для ровной местности

Сезон	10 м	20 м	40 м	60 м	80 м	100 м	m
Зима	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Весна	1	1,17	1,36	1,50	1,59	1,66	0,22
Лето	1	1,18	1,40	1,55	1,67	1,76	0,24
Осень	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50	0,17
Год	1	1,15	1,32	1,4	1,53	1,60	0,20

В работах [10, 11] авторами по фактическим данным наблюдений на площадках двадцати метеорологических станций севера европейской части России (рис. 7.4) для условий равнинной местности была получена аппроксимирующая зависимость среднего показателя m от среднегодовой скорости ветра \bar{V} :

$$m = 0,6 \cdot \bar{V}^{-0,77}. \quad (7.14)$$

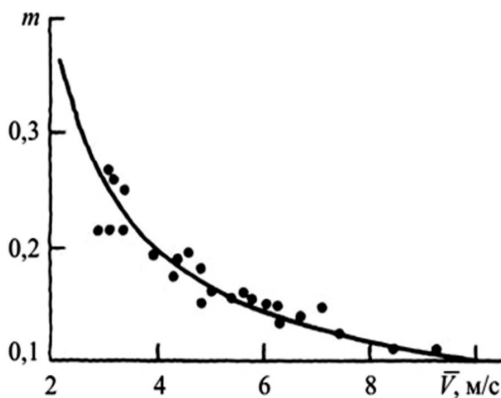


Рис. 7.4. Зависимость среднего показателя степени m от среднегодовой скорости ветра для севера европейской части России

В таблице 7.5 [11, 16] представлена среднестатистическая зависимость показателя m от средней скорости ветра \bar{V} .

Таблица 7.5

Зависимость показателя m от средней скорости ветра \bar{V}

\bar{V} , м/с	1,5	3,5	5,5	7,5	9,5	11,5	13,5	15,5	17,5	20,5	24,5	28,5	34,5	>40
m	0,42	0,31	0,25	0,21	0,18	0,16	0,15	0,14	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12

В [12] авторами предлагается эмпирическая зависимость показателя степени m от класса устойчивости атмосферы, средней скорости ветра \bar{V} и шероховатости местности Z_0 (7.15):

$$m = b \cdot \bar{V}^c, \quad (7.15)$$

где коэффициенты b и c зависят от класса устойчивости атмосферы и шероховатости Z_0 и определяются по формулам (7.16)–(7.17):

$$b = b_1 \cdot Z_0^{C_1}; \quad (7.16)$$

$$c = b_2 \cdot Z_0^{-C_2}, \quad (7.17)$$

где b_1 , b_2 , C_1 , C_2 – коэффициенты аппроксимации приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Коэффициенты аппроксимации b_1, b_2, c_1, c_2 в зависимости от класса стабильности атмосферы по Паскуиллу

Класс устойчивости* атмосферы	b_1	c_1	b_2	c_2
C	0,380	0,315	0,213	0,095
D	0,425	0,240	0,223	0,091
E	0,486	0,206	0,264	0,094

* Класс устойчивости по Паскуиллу (табл. 7.3)

Проведенные авторами исследования выявили, что наименьшая погрешность формулы (7.15) при моделировании скорости ветра по высоте в диапазоне от 1 м/с до 10 м/с для шероховатости от 0,005 м до 0,8 м [12]. В таблице 7.7 приведены рассчитанные по формулам (7.16)-(7.17) значения показателя степени m для трех значений средней скорости ветра для разных условий шероховатости Z_0 и классов устойчивости атмосферы, а на рис. 7.5 показана зависимость показателя степени m от шероховатости Z_0 и средней скорости ветра \bar{V} для класса устойчивости атмосферы – «D».

Как видно из табл. 7.7 с ростом значения шероховатости Z_0 происходит увеличение показателя m и увеличивается крутизна продольного профиля ветра по высоте. Следует также отметить, что увеличение скорости ветра приводит к снижению показателя m .

Таблица 7.7

Зависимость параметра m от величины шероховатости Z_0 и средней скорости ветра \bar{V} для различных классов устойчивости атмосферы

$Z_0, \text{ м}$	m при $\bar{V} = 3 \text{ м/с}$			m при $\bar{V} = 5 \text{ м/с}$			m при $\bar{V} = 7 \text{ м/с}$		
	Класс устойчивости атмосферы			Класс устойчивости атмосферы			Класс устойчивости атмосферы		
	C	D	E	C	D	E	C	D	E
0,03	0,09	0,13	0,16	0,08	0,11	0,13	0,07	0,10	0,12
0,08	0,13	0,17	0,20	0,11	0,15	0,17	0,10	0,13	0,15
0,10	0,14	0,18	0,21	0,12	0,16	0,18	0,11	0,14	0,16
0,30	0,20	0,24	0,27	0,18	0,21	0,24	0,16	0,20	0,21
0,50	0,24	0,28	0,31	0,21	0,25	0,27	0,20	0,23	0,24
0,80	0,28	0,31	0,35	0,25	0,28	0,30	0,23	0,26	0,27
1,50	0,34	0,37	0,40	0,31	0,33	0,35	0,29	0,31	0,32

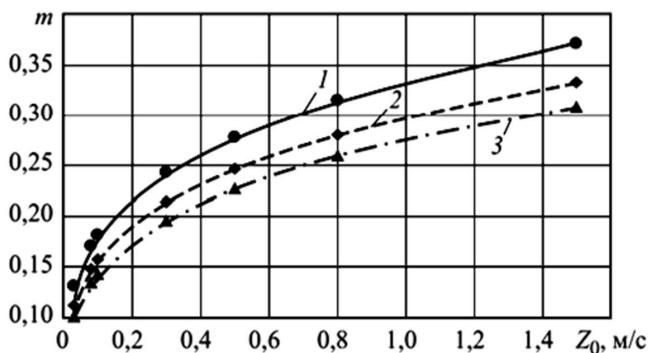


Рис. 7.5. Зависимость показателя степени m от шероховатости Z_0 и средней скорости ветра для класса устойчивости атмосферы – «D»

Влияние различных факторов на вертикальный профиль скорости ветра детально изучалось в зарубежных работах [2, 7, 8, 9, 13, 14, 15]. Ранние работы Кармана доказали, что для плоского рельефа m можно принимать равным $1/7=0,142571$, и именно это значение было принято при составлении атласа ветровой энергетики США [9]. В работе [13] для различных мест США представлены значения $m=0,23\pm 0,03$. При измерениях на различных высотах в работе [15] значения m достигают 0,34. Обзор некоторых наиболее популярных методов зарубежных исследователей эмпирического определения параметра m приведен ниже:

1) эмпирическая зависимость параметра m от высоты h и скорости ветра \bar{V} была предложена Justus [7, 13] (7.18):

$$m = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln \frac{\bar{V}^{h_1}}{\bar{V}^{h_2}}}{1 - 0,088 \cdot \ln \frac{h_1}{h_2}}, \quad (7.18)$$

где \bar{V}^{h_1} , \bar{V}^{h_2} – средние скорости ветра на высотах h_1 и h_2 ;

2) связь m с шероховатостью местности отражена в работе Counihan (1975 г.) [7, 17] (7.19):

$$m = 0,096 \cdot \lg Z_0 + 0,016 \cdot (\lg Z_0)^2 + 0,24, \quad (7.19)$$

где $0,001 \text{ м} < Z_0 < 10 \text{ м}$, где Z_0 – шероховатость поверхности по данным табл. 6.1.

7.2.3. Специализированная база данных «Вертикальный профиль ветра»

В специализированной базе данных (СБД) «Вертикальный профиль ветра», разработанной на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» [20], представлена информация о вертикальном профиле среднегодовой и среднемесячной скорости ветра на площадках 146-и аэрологических метеостанций (АЭ) Российской Федерации

и стран СНГ. Разработка СБД «Вертикальный профиль ветра» проводилась по среднемноголетним среднемесячным значениям скорости на высотах 10, 100 и 200 м над землёй в точках аэрологических станций из аэроклиматического справочника И.Г. Гутермана [21, 22].

По всем АЭ в СБД хранится информация:

- номер АЭ в списке Всемирной Метеорологической Организации (ВМО);
- координаты расположения (градусы северной широты, градусы восточной долготы) и высота над уровнем моря;
- среднемноголетние \bar{V}_0^h , среднемесячные \bar{V}_l^h ($l = 1, \dots, 12$), среднечасовые значения скорости ветра для характерных часов суток $\bar{V}_{l,t}^h$ ($t = 1, 7, 13, 19$ часов) на высотах (h) 10, 100 и 200 м над землёй;
- модели среднемесячного показателя степени $m_l(\bar{V}_l)$, применимые для моделирования скорости ветра по формуле (7.13) в диапазоне высот от 10 м до 100 м над поверхностью земли, в виде (7.20):

$$m_l = a \cdot \bar{V}_l^b, \quad (7.20)$$

где m_l – среднемесячный показатель степени (коэффициент Хеллмана); \bar{V}_l – среднемесячная скорость ветра; l – номер месяца, a и b – параметры модели:

- коэффициенты корреляции R между среднемесячными показателями степени, определенными по модельной зависимости $m_l(\bar{V}_l)$ и рассчитанными по измеренным данным на площадке АЭ. Модельная зависимость $m_l(\bar{V}_l)$ применима для пересчёта скорости ветра с высоты 10 м на высоту до 100 м от поверхности земли при $R > 0,75$;
- среднемноголетние показатели степени m_l .

Разработанное программное обеспечение по управлению СБД позволяет осуществлять поиск АЭ: по названию АЭ (по названию населённого пункта, в котором расположена АЭ, (рис. 7.6); по номеру АЭ в списке Всемирной Метеорологической Организации (ВМО); по географическому положению (область поиска определяется заданными пользователем географическими координатами центра и радиусом окружности). Все АЭ, соответствующие поисковому запросу пользователя заносятся в промежуточный список, из которого можно выбрать интересующую АЭ и получить по ней полную справочную информацию.

Информация, представленная в СБД «Вертикальный профиль ветра», позволяет в перспективе получить эмпирические зависимости типа (7.20) для пересчёта скорости ветра с высоты 100 м на высоту 200 м.

Рассчитанные среднемесячные скорости ветра на высоте 100 м в точках АЭ по формуле (7.13) при определении показателя степени по модельным зависимостям $m_l(\bar{V}_l)$ отличаются от фактических с погрешностью, не превышающей 10%.

В качестве примера, в табл. 7.8 – 7.9 представлен полный состав информации из СБД «Вертикальный профиль ветра» на площадке АЭ Мурманск, а на рис. 7.7 приведены фактическая (табулированная) и модельная зависимости внутригодового изменения коэффициента Хеллмана $m_l(\bar{V}_l)$.

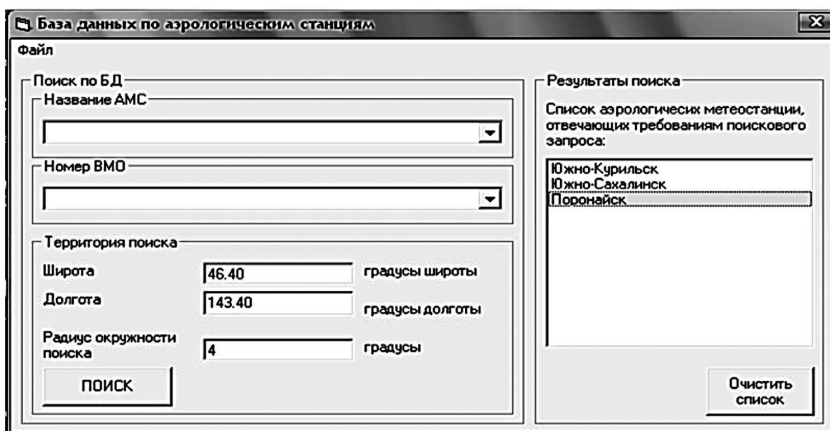


Рис. 7.6. Окно программы управления базой данных «Вертикальный профиль ветра»

Таблица 7.8

Параметры модельной зависимости внутригодового изменения показателя степени $m_l(\bar{V}_l)$ и коэффициент корреляции на площадке АЭ Мурманск

a	b	R
0,57	-0,68	0,93

Таблица 7.9

Многолетние среднемесячные значения показателя степени и скорости ветра на высотах 10 м, 100 м и 200 м на площадке АЭ Мурманск

l	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сред.г
m_l	0,19	0,22	0,24	0,26	0,29	0,26	0,26	0,28	0,26	0,22	0,19	0,20	0,24
\bar{V}_l^{10} , м/с	4,7	4,2	3,9	3,5	2,9	3,1	2,9	2,6	3,6	4,5	4,6	4,5	3,75
\bar{V}_l^{100} , м/с	7,2	7,0	6,8	6,3	5,6	5,7	5,3	5,0	6,5	7,5	7,1	7,1	6,43
\bar{V}_l^{200} , м/с	8,2	8,0	7,6	7,2	6,2	6,3	6,0	5,9	7,3	8,2	8,3	8,1	7,28
$\bar{V}_{l,1}^{10}$, м/с	4,8	4,2	3,7	4,0	3,8	4,1	3,6	3,4	3,9	4,1	4,5	4,1	4,0
$\bar{V}_{l,1}^{100}$, м/с	7,6	7,4	6,7	6,5	5,8	5,9	5,3	5,5	6,3	7,3	7,7	7,3	6,6
$\bar{V}_{l,1}^{200}$, м/с	8,7	8,3	7,5	7,2	6,0	5,9	5,4	5,8	7,0	8,0	8,7	8,3	7,2
$\bar{V}_{l,7}^{10}$, м/с	5,0	4,6	4,3	5,1	5,0	5,4	4,4	4,2	5,2	5,0	4,4	4,3	4,7
$\bar{V}_{l,7}^{100}$, м/с	7,7	7,7	6,7	7,2	6,5	6,6	5,7	6,0	7,2	7,8	7,3	7,1	7,0
$\bar{V}_{l,7}^{200}$, м/с	8,6	8,4	7,2	7,4	6,5	6,6	5,9	6,0	7,7	8,0	8,3	8,2	7,4
$\bar{V}_{l,13}^{10}$, м/с	5,2	4,5	4,0	4,4	4,0	4,5	3,8	3,3	4,0	4,7	4,4	4,4	4,3

l	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	сред.г
$\bar{V}_{l,13}^{100}$, м/с	7,5	7,7	7,0	7,4	6,1	6,3	5,6	5,6	6,8	7,8	7,4	7,3	6,9
$\bar{V}_{l,13}^{200}$, м/с	8,7	8,6	8,0	7,9	6,6	6,6	6,1	6,4	7,7	8,5	8,4	8,2	7,6
$\bar{V}_{l,19}^{10}$, м/с	4,9	4,4	4,0	4,2	3,9	4,3	3,6	3,4	4,2	4,6	4,5	4,3	4,2
$\bar{V}_{l,19}^{100}$, м/с	7,5	7,5	6,8	6,8	6,0	6,1	5,5	5,5	6,7	7,6	7,4	7,2	6,7
$\bar{V}_{l,19}^{200}$, м/с	8,5	8,3	7,6	7,4	6,3	6,3	5,9	6,0	7,4	8,2	8,4	8,2	7,4

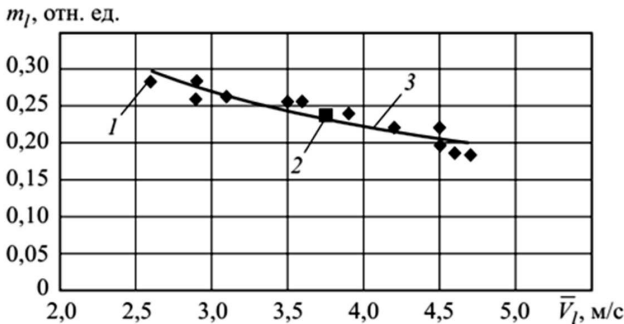


Рис. 7.7. Фактическая (табулированная) и модельная зависимости внутригодового изменения показателя степени $m_l(\bar{V}_l)$ на площадке АЭ Мурманск:

- 1 – средние месячные показатели степенной зависимости;
- 2 – среднегодовое значение степенной зависимости;
- 3 – аппроксимирующая (модельная) зависимость

Анализ данных СБД «Вертикальный профиль ветра» [20] позволил сделать следующие выводы:

1) наличие закономерности – снижение показателя степени m_l с ростом средней скорости ветра \bar{V}_l . Изменение коэффициента Хеллмана m на площадках АЭ находится в диапазоне от 0,06 до 0,8. При больших значениях скорости ветра ($\bar{V}_l > 8$ м/с) он имеет тенденцию к снижению и в пределе стремится к нулю. Для равнинной и равнинно-холмистой местности коэффициент Хеллмана не превышает 0,4.

2) на площадках большинства АЭ (более 50% из 145-и АЭ) было выявлено существенное внутригодовое изменение среднемесячных значений коэффициента Хеллмана m_l относительно среднееголетнего m_0 (до $\pm 200\%$). Не учёт этого факта может привести к погрешности при определении среднемесячных значений скорости ветра \bar{V}_l по высоте до $\pm 50\%$ что, в свою очередь, влияет на точность определения среднееголетних месячных значений выработки ВЭУ, погрешности могут составлять от -75% до $+85\%$.

На кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» по данным СБД «Вертикальный профиль ветра» для групп АЭ, расположенных на территории шести Федеральных округов, были разработаны аналитические зависимости $m_l(\bar{V}_l)$ (табл. 7.10 и рис. 7.8).

Наиболее известные зарубежные и отечественные методики моделирования и аппроксимации вертикального профиля скорости $V(h)$ в приземном 100-метровом слое представлены в табл. 7.11 [18, 26].

Таблица 7.10

Модельные зависимости $m_l(\bar{V}_l)$ по данным группы АЭ для Федеральных округов РФ

Федеральный округ	Модель
Дальневосточный	$m_l = 0,6827 \cdot V_l^{-0,914}$
Сибирский	$m_l = 0,6699 \cdot V_l^{-0,753}$
Уральский	$m_l = 0,8098 \cdot V_l^{-0,625}$
Приволжский	$m_l = 1,7423 \cdot V_l^{-1,382}$
Северо-Западный	$m_l = 0,8993 \cdot V_l^{-0,883}$
Центральный	$m_l = 0,9646 \cdot V_l^{-0,764}$

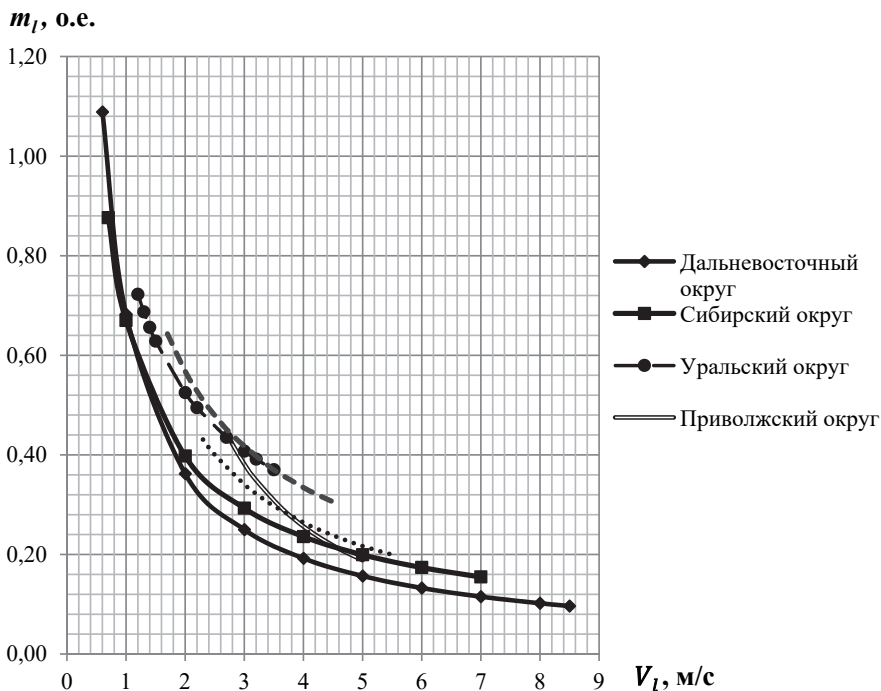


Рис. 7.8. Модельные зависимости $m_l(\bar{V}_l)$ для Федеральных округов РФ

Таблица 7.11

Методики моделирования и аппроксимации вертикальных профилей скорости $V(h)$ в приземном 100-м слое

Методика, разработчик	Используемые метеоданные	Используемые аэроданные	Аппроксимация повторяемости скорости (V)	Аппроксимация вертикального профиля скорости ветра
Универсальная модель	Соседней МС (2200 МС РФ)	Не используются	Любая известная, соответствующая скорости и высоте	$v(h_2) = v(h_1)(h_2/h_1)^m$ $m = 1/7$ для суши $m = 1/10$ для моря
WASP, RISO, Дания	Соседней МС + модель Z_0 (332 МС РФ)	Не используются	Фун. Вейбулла по метеоданн. с подъёмом на высоту	$v(h_2) = v(h_1) \ln(h_2/h_1)$
NASA, NREL	Модель с разрешением 1x1 км	Не используются	Фун. Рэлея по метеоданн.	$v(h_2) = v(h_1)(h_2/h_1)^m$
ЦАГИ, 1960	Соседних МС-аналогов (≈ 500 МС)	Не используются	Фун. Колодина и Поморцева	$v(h_2) = v(h_1)(h_2/h_1)^m$
ГГО, 1989	Соседних МС (≈ 1100 МС РФ)	Не используются	Г-функции по данным ближайших МС	$v(h_2) = v(h_1)(h_2/h_1)^m$
ФЛОТЕР 3.0, ЦАГИ, 1994	Соседних МС класса 7б и 6б (≈ 1000 МС РФ)	V на уровне 100 м соседней станции	Табулированные региональные фун. Гринцевича	$v(h_2) = v(h_1)(h_2/h_1)^m$ $m = \frac{\ln(V_{100}/V_0)}{\ln(H_{100}/H_0)}$
АО «ВИЭН», 2002	Соседних МС (≈ 1100 МС РФ)	Не используются	Подъём эмпирических повторяемостей	$v(h_2) = v(h_1)(h_2/h_1)^m$
ФЛОТЕР 2000, «АТМОГРАФ»	Соседних МС класса 7б (≈ 1000 МС РФ)	V на 100 м по данным АС района	Табулированн. региональн. фун. Гринцевича	$v(h_2) = v(h_1)(h_2/h_1)^m$
ФЛОТЕР XXI, «АТМОГРАФ»	Средние статистические по району с очисткой (≈ 1100)	V на $h = 100, 200, 300$ и 600 м всех АС региона	Табулированные региональные фун. Гринцевича	С моделированием $V_{суша}(h) = V_c \cdot \ln(h/h_c)$ $V_{море}(h) = V_m \cdot \ln(h/h_m)$
Кафедра ГВиЭ НИУ «МЭИ»	Соседней МС с сайта «Погода России» (≈ 1341 МС РФ) с учётом ландшафтных особенностей	Многолетние среднемесячные V на уровне 10 м и 100 м соседней аэрологической станции	Фун. Вейбулла по метеоданным с подъёмом на высоту по данным АЭ	$V(h) = V_0(h/h_0)^m$, где m определяется по эмпирической зависимости соседней АЭ или гр. АЭ

7.3. Ветромониторинг

7.3.1. Ветроизмерительный комплекс

Для получения точных и достоверных данных ветровых характеристик и правильной оценки ветроэнергетического потенциала выбранной площадки ВЭС проводится ветромониторинг в соответствии с международными стандартами измерений скорости ветра для оценки ветрового потенциала и проектирования ветроэлектростанций (IEC 61400-12) и рекомендациями MEASNET [24, 25]. MEASNET – это сеть институтов, которые были созданы в целях согласования процедур измерений и оценки ресурсов ветра, связанных с энергетикой.

Ветромониторинг на конкретной площадке охватывает измерение, обработку и интерпретацию метеорологических данных и состоит из двух этапов:

- измерение на месте ветровых условий и их документирование;
- оценка данных и их экстраполяция, подготовка полученных результатов, в том числе документирование данных и результатов.

Оценка конкретных ветровых условий на месте базируется на конкретных входных данных, для правильной оценки которых требуется инспекция предполагаемой площадки, во время которой должны быть сделаны панорамные фотографии; оценены орографические условия: условия шероховатости поверхности; наличие препятствий; координаты измерительной мачты или мачт [24, 25].

Ветроизмерительный комплекс (ВИК) – временное сооружение, представляющее собой вертикально расположенную мачту, с установленным на ней комплектом измерительного оборудования. Очень важно правильно расположить средства измерений на метеорологической мачте для обеспечения точности результатов. В частности, анемометр должен быть расположен таким образом, чтобы искажения воздушного потока, особенно мачтой и поперечной балкой, были минимальными. Наименьшее искажение потока происходит при установке анемометра на вершине метеорологической мачты. При установке анемометров на балках вдоль мачты, необходимо учитывать искажение воздушного потока мачтой и балкой. Другие средства измерения следует устанавливать таким образом, чтобы избежать интерференции с анемометром.

Основные исходные данные для процедуры оценки места – это данные измерений различных метеорологических параметров, которые образуют входные данные для расчетных процедур с целью их экстраполяции на соответствующие положения и высоты. К обязательным измеряемым данным относятся: скорость ветра; направление ветра; турбулентность. Температура, давление и влажность воздуха рекомендуется измерять также на месте, но они могут быть получены и из других имеющихся источников в данной местности.

Система сбора данных должна записать и сохранить осредненные 10-минутные значения скорости ветра, среднеквадратичные отклонения, а также минимальные и максимальные значения. Период измерений должен охватывать не менее 12 полных и последовательных месяцев, по крайней мере, для одной мачты на исследуемом месте, чтобы можно было оценить сезонные колебания скорости ветра.

В соответствии с [24, 25] измерение считается неполным, если не выполнено одно или несколько из следующих условий:

- измерительный период менее 12 месяцев подряд;
- доступность измеренных данных меньше 90%;
- доступность данных после применения метода корреляционного предсказания (МКП) менее чем 95%.

Измерения проводятся на высоте минимум 2/3 высоты оси ветроколеса предполагаемой ВЭУ с радиусом репрезентативности в зависимости от типа рельефа (табл. 7.12). Более высокие высоты измерений будут уменьшать неопределенность вертикальной экстраполяции ветровых условий и, следовательно, могут быть необходимы в особых случаях. Для построения вертикального профиля ветра необходимо проведение измерений ветра, как минимум на двух высотах.

Таблица 7.12

Определение требований к измерительным кампаниям для разных классов местности

Тип участка	Минимальная высота измерений	Радиус репрезентативности мачты (макс. расстояние от любой ветровой турбины до следующей мачты)
Простая местность	2/3 высоты башни	10 км
Комплексная местность	2/3 высоты башни	2 км

Измерительное оборудование на мачте устанавливается таким образом, чтобы воздействие конструкции самой мачты было минимальным. Определяются: размеры реек и их расположение (ориентация) относительно преобладающего направления ветра в зависимости от типа мачты (решетчатая или трубчатая); количество датчиков и их расположение на мачте по высоте согласно [24, 25].

В качестве примера, на рис. 7.9 представлена схема ветроизмерительного комплекса, установленного в поселке Усть-Кара Ненецкого округа. Мачта оборудована анемометрами на высотах 10, 20 и 34 метров и флюгерами на высотах 32 и 18 метра. На высотах 20 и 34 метра для обеспечения надежности измерения данных установлено по 2 анемометра, один из которых обогреваемый, также установлены флюгеры. Датчики подключены к регистратору данных типа NRG Symphonie PLUS. Каждую

секунду данные с сенсоров, установленных на ВИК, поступают в регистратор и усредняются до десятиминутных значений. Все регистрируемые данные направления, скорости ветра, температуры, сохраняются во внутренней памяти регистратора. Дополнительно файл с данными измерений, каждый день передается на электронную почту.

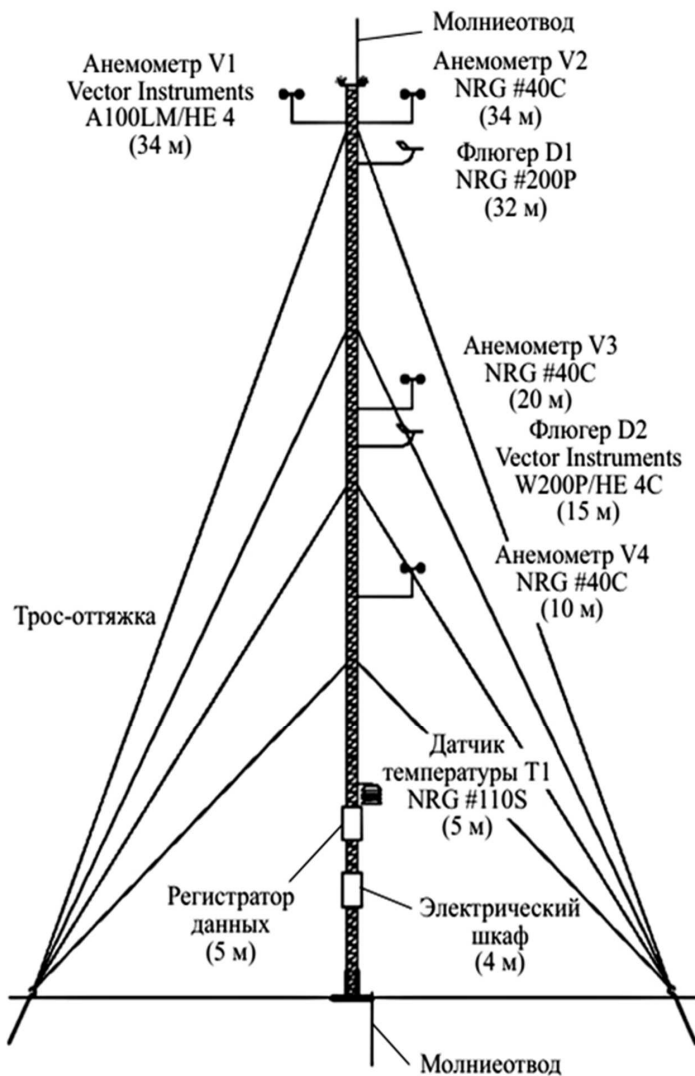


Рис. 7.9. Схема установки ВИК в поселке Усть-Кара Ненецкого округа

Для определения радиуса репрезентативности измеренных на ВИК данных для различных типов местности были идентифицированы два класса местности: простой и комплексный. Простой класс местности (рис. 7.10) описывает ровную местность с незаметными изменениями местности, где ветровые условия в основном находятся под влиянием местных условий шероховатости. Комплексный класс местности (рис. 7.11) соответствует месту со значительной орографической вариацией (рельеф) и значительными склонами.



Рис. 7.10. Простой класс местности



Рис. 7.11. Комплексный класс местности

Для менее сложной – холмистой местности *радиус репрезентативности* следует обеспечивать за счет интерполяции значений между указанными классами. Для более сложных – горных участков, должны приниматься меньшие значения для радиуса репрезентативности. Этот вопрос должен решаться на основе анализа конкретных участков местности.

Указанные *радиусы репрезентативности* действительны для однородных по шероховатости условий. В случае неоднородных условий шероховатости по всей площадке для размещения ветропарка или ближайших окрестностей, которые создают риск, что мачтовые измерения отличаются от фактических, наблюдаемых на реальной ветровой турбине – радиус репрезентативности не может быть применим во всех направлениях ветра. В этом случае для анализа ветра по конкретным участкам должен разрабатываться соответствующий макет измерений.

Самым предпочтительным вариантом установки анемометра является его размещение в верхней точке мачты при отсутствии в непосредственной близости других приборов или оборудования. Для обеспечения пренебрежимо малого возмущения воздушного потока в процессе выполнения измерений его скорости, следует анемометр установить на вертикальной штанге цилиндрической формы, наружный диаметр которой имеет такой же размер, как при калибровке в аэродинамической трубе. Кабель к анемометру должен проходить внутри штанги. Угол отклонения от вертикали должен быть менее 2° ; для установки рекомендуется использовать уклономер. Диаметр штанги не должен превышать размера корпуса анемометра. Штанга должна обеспечить расположение чашечек анемометра выше верхней точки конструкции метеорологической мачты и любого другого источника возмущения воздушного потока минимум на 0,75 м. Держатель, соединяющий анемометр с вертикальной штангой, должен быть компактным, гладким и симметричным. Если необходимо обеспечить элементам крепления анемометра пространственную устойчивость, то рекомендуется прикрепить вертикальную трубу небольшого диаметра к другой трубе большего диаметра таким образом, чтобы все элементы метеорологической мачты находились внутри конуса с углом конусности 1:5, вершина которого находится на высоте чашек анемометра. Другие измерительные приборы должны быть расположены ниже чашек анемометра и не ближе 1,5 м. Эти приборы и кронштейны для их крепления к балке могут выходить за пределы конуса 1:5. На рисунке 7.12 показан пример установки анемометра на вершине мачты [25].

Следует рассматривать альтернативные методы монтажа анемометра, чтобы не получать большие погрешности в измерениях скорости ветра из-за искажений потока. На рисунке 7.13 показан пример расположения анемометров рядом друг с другом [25]. Между анемометрами должно быть не менее 1,5 м, но не более 2,5 м. Основной чашечный анемометр следует выбрать до начала испытаний. Второй анемометр является контрольным.

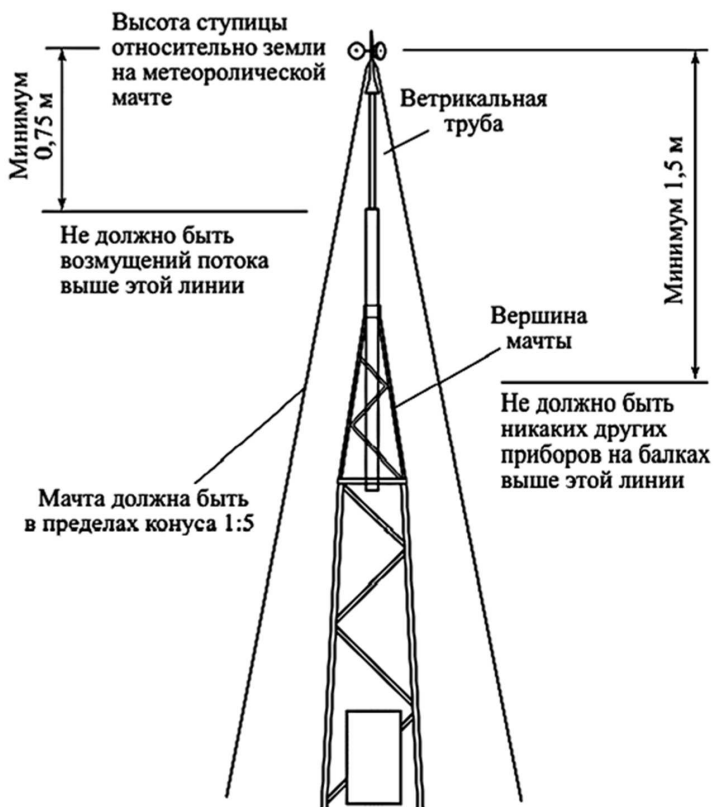


Рис. 7.12. Пример установки анемометра в верхней части мачты и требования к монтажу

Сектор измерений необходимо ограничить таким образом, чтобы контрольный чашечный анемометр не воздействовал на основной анемометр. Молниезащитный кондуктор служит для защиты установленных в верхней части мачты приборов, при его установке следует придерживаться следующих правил [25]:

- молниезащитный кондуктор должен быть установлен в верхней части мачты таким образом, чтобы обеспечивать установленным на вершине анемометрам 60-градусный защитный зонтик, при этом анемометр никогда не должен попадать в зону возмущенного молниезащитным кондуктором потока при направлениях ветра внутри сектора измерения;
- соответствующее заземление должно быть присоединено к основанию башни;
- необходимо выполнить оценку влияния искаженного воздушного потока на анемометр и прибавить дополнительную погрешность.



Рис. 7.13. Пример альтернативного крепления основного и контрольного анемометров в верхней части мачты, а также флюгера и других приборов на балке

Флюгер должен быть установлен ниже основного анемометра минимум на 1,5 м, но в пределах 10% от высоты оси ветроколеса. Он должен быть установлен таким образом, чтобы внутри сектора измерений искажения воздушного потока были минимальными.

Датчики давления и температуры должны быть установлены на метеорологической мачте на высоте, близкой к высоте оси ветроколеса, но ниже основного анемометра минимум на 1,5 м. Датчик температуры должен быть установлен с затенением от солнечного излучения. Датчик давления можно установить в защитном контейнере. При этом необходимо обеспечить соответствующую вентиляцию, чтобы на считывание показаний давления не влияло распределение давления вокруг контейнера [25].

7.3.2. Проверка качества метеоданных и их обработка

Проводимые на проектных участках измерения обычно охватывают относительно небольшой период времени в 1–3 года. При этом практически неизбежно наличие некоторого количества недостоверных значений (некорректные значения).

Обычно это связано с атмосферными возмущениями, вызванными, например, деревьями или другими препятствиями; зимним обледенением и спонтанными неполадками датчиков, вызванными грозой и т.п.

Для получения достоверных и надежных данных ветроизмерений необходимо определить недостоверные значения и отсеять их. Поэтому проводится тщательная проверка качества данных по всем измерительным датчикам в соответствии со следующими критериями:

- проверка ошибочных значений и непоследовательных данных;
- проверка полноты данных;
- проверка диапазона значений;
- проверка продолжительных постоянных значений;
- исключение из данных периодов, когда анемометры или флюгеры посылали некорректный сигнал (например, замерзшие датчики и т.д.);
- исключение данных измерений (скорость, направление), сильно отклоняющихся от параллельного профиля, построенного по другим датчикам, с хорошим коэффициентом корреляции между собой;
- исключение данных измерений скоростей ниже ожидаемых значений (проверка соотношения) из-за эффекта аэродинамического затенения от мачт, труб, проводов, молниеотвода, из-за влияния других датчиков или препятствий на мачте и т.п.

Для увеличения количества данных, недостающие данные могут быть дополнены данными соответствующего периода с других анемометров, установленных на мачте при помощи метода корреляционного предсказания (МКП).

При использовании МКП-метода коррелируются между собой два ряда данных. Полученная в результате корреляции функция линейной регрессии используется для заполнения периодов недостающих и отсеянных данных коррелированными по доступным данным периодам данными. Эта процедура может быть также использована для расширения временного ряда одной серии метеоданных по данным второй серии метеоданных. Условием применения МКП-метода является достаточная физическая целостность данных и соблюдение условий для корреляции.

7.4. Моделирование ряда скорости ветра по высоте

7.4.1. Формулы моделирования ряда скорости по высоте

В работе отечественных и зарубежных исследователей показано, что вертикальные профили ветра в атмосфере до высоты несколько сотен метров точнее описываются степенной формулой, чем логарифмической [24]. Как было сказано выше, сложность применения формулы (7.13) в отсутствии единой методики определения показателя степени m , который зависит от множества факторов, которые сложно учесть. Поэтому достоверность моделирования скорости ветра по высоте определяется выбором методики расчета показателя степени m .

В зависимости от наличия исходных данных для определения показателя степени могут быть два основных варианта моделирования ряда скорости ветра по высоте по формуле (7.13):

1) моделирование ряда скорости ветра по высоте на площадке ВЭС производится по степенной зависимости (7.13) с учетом внутригодового изменения показателя степени по методике, разработанной на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» [26] по формуле (7.21):

$$V_{il}^{h_2} = V_{il}^{h_1} \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{m_i(\bar{V}_l)}, \quad (7.21)$$

где h_1, h_2 – высоты от поверхности земли; i – порядковый номер скорости в ряду наблюдений; l – номер месяца; $V_{il}^{h_1}, V_{il}^{h_2}$ – скорости ветра на площадке ВЭС на высотах h_1 и h_2 ; $m_i(\bar{V}_l)$ – эмпирическая зависимость (модель) среднемесячного показателя степени (коэффициента Хеллмана) от среднемесячной скорости ветра на высоте h_1 .

Модель $m_i(\bar{V}_l)$ может быть разработана либо по данным АЭ на территории России и республик бывшего СССР из СБД «Вертикальный профиль ветра» [18], либо по однородным рядам скорости ветра на двух высотах, например, с сайта «NASA» на высотах 10 и 50 м [23] или данным ветроизмерительного комплекса (ВИК);

2) моделирование ряда скорости ветра по высоте производится по формуле (7.13) при определении показателя степени по матрице значений показателя степени m_i , расчет которой проводится по однородным рядам скорости на двух высотах представления данных по формуле (7.22):

$$m_i = \log_{h_2/h_1} \frac{V_i(h_2)}{V_i(h_1)}, \quad (7.22)$$

где h_1 и h_2 – высоты от поверхности земли, на которых имеется информация по скорости ветра; i – порядковый номер скорости в ряду наблюдений; $V_i(h_1), V_i(h_2)$ – скорости ветра на площадке ВЭС на высотах h_1 и h_2 ; m_i – показатель степени. Пересчет годового ряда значений скорости ветра с высоты h_1 на заданную высоту h_2 , равную высоте башни предполагаемых к установке ВЭУ, с использованием матрицы значений показателя степени m_i по формуле (7.23):

$$V_i(h_2) = V_i(h_1) \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{m_i}. \quad (7.23)$$

При отсутствии данных для определения среднемесячных значений показателя степени или матрицы значений следует показатель степени принимать неизменным в течение года в соответствии с рекомендациями стандарта МЭК 61400-1 для береговых ВЭС – «0,2» и соответственно в соответствии с МЭК 61400-3 для офшорных ВЭС – «0,14».

7.4.2. Методика разработка модели вертикального профиля по данным АЭ аналога из СБД «Вертикальный профиль ветра»

АЭ-аналог выбирается из всех АЭ, включенных в СБД «Вертикальный профиль ветра» [20], в заданном радиусе от площадки ВЭС. Выбор АЭ в качестве аналога производится в соответствии с методикой, разработанной на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» [26]. Критериями выбора АЭ-аналога являются: удаление АЭ от площадки ВЭС и идентичность рельефа местности на площадках АЭ и ВЭС. Определение идентичности рельефа на площадках АЭ и ВЭС производится сравнением высотных отметок и общих закономерностей формирования скорости ветра при сопоставлении годового хода среднемесячных значений скорости ветра на высоте 10 м.

Поскольку средний уровень скорости ветра на площадках АЭ и ВЭС неодинаков, то сравнивать следует нормированные значения скорости ветра K_l^V в соответствии с формулой (7.24):

$$K_l^V = \frac{\bar{V}_l}{\bar{V}_0}, \quad (7.24)$$

где l – порядковый номер месяца; \bar{V}_l – среднемесячные значения скорости ветра на площадке (АЭ и ВЭС); \bar{V}_0 – среднемноголетняя скорость ветра на площадке. Годовой ход ветра на площадке АЭ $\bar{V}_l^{AЭ}$ может быть получен из СБД «Вертикальный профиль ветра», а на площадке ВЭС \bar{V}_l^A определяется, как среднее арифметическое значение за период наблюдения модельных часовых значений скорости ветра в первом месяце.

Критерием соответствия годового хода скорости ветра на площадках АЭ и ВЭС является выполнение в течение года условия (7.25):

$$\delta_l = \left| \frac{K_l^{BЭС} - K_l^{AЭ}}{K_l^{BЭС}} \right| \cdot 100\% \leq 20\%, \quad (7.25)$$

где δ_l , % – относительная погрешность; $K_l^{BЭС}$ и $K_l^{AЭ}$, о.е. – нормированные значения скорости ветра на высоте 10 м на площадках ВЭС и АЭ соответственно.

В случае существенного расхождения ландшафта местности на площадках ВЭС и АЭ, предпочтение следует отдавать АЭ более отдаленной от площадки ВЭС, но с более схожими условиями ландшафта. Также для моделирования ВПВ на площадке ВЭС можно использовать разработанные на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» модели $m_l(\bar{V}_l)$, применимые для территорий в различных Федеральных округах РФ (табл. 7.10 и рис. 7.8).

Получение эмпирической зависимости показателя степени $m_l(\bar{V}_l)$ основано на расчетно-статистическом определении внутригодовой закономерности изменения среднемесячного показателя степени m_l (l – номер месяца) от среднемесячной скорости ветра \bar{V}_l на высоте 10 м для отдельных АЭ или групп АЭ, расположенных в идентичных климатических, географических и топографических условиях.

Алгоритм разработки модели $m_l(\bar{V}_l)$.

1. Выбор АЭ в качестве аналога.

2. Определение среднемесячных показателей степени m_l по данным АЭ по формуле (7.26):

$$m_l = \log_{h_2/h_1} \frac{V_l^{h_2}}{V_l^{h_1}}, \quad (7.26)$$

где l – номер месяца; $V_l^{h_1}, V_l^{h_2}$ – среднемесячные скорости ветра на высотах установки измерительных датчиков h_1 и h_2 .

3. Выявление аналитической зависимости $m_l(\bar{V}_l)$ по эмпирическим данным (среднемесячным показателям степени m_l и среднемесячным скоростям ветра на минимальной высоте $V_l(h_1)$) в виде степенной зависимости $m_l(\bar{V}_l) = a(\bar{V}_l)^{-b}$. Зависимость получена, если коэффициент корреляции $R > 0,75$.

7.4.3. Пример разработки модели вертикального профиля ветра для площадки ВЭС (по данным МС Черный Яр) на территории Астраханской области

По данным СБД «Вертикальный профиль ветра» была определена ближайшая к площадке ВЭС (МС Черный Яр) аэрологическая метеостанция «Волгоград». Она находится от площадки ВЭС на расстоянии 147 км. Местоположение АЭ Волгоград и выбранной площадки ВЭС представлено на рис. 7.14, из которого видно, что площадка АЭ Волгоград и площадка ВЭС находятся в одинаковых геофизических условиях, т.е. близко от реки Волга на равнинной местности.

В таблице 7.13 и на рис. 7.15 приведено сравнение многолетних среднемесячных значений скорости ветра в о.е. (на высоте 10 м) на площадках ВЭС и АЭ Волгоград.

Таблица 7.13

Среднемесячные (многолетние) скорости ветра на площадках ВЭС и АЭ Волгоград на высоте 10 м

Месяц		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср. год
АЭ Волгоград	V_l^{10} , м/с	7,9	7,9	7,4	6,4	5,8	4,9	4,8	5,1	5,1	6,2	6,7	7,3	6,3
	V_l^{10} , о.е.	1,3	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,1	1,2	1,0
МС Черный Яр	V_l^{10} , м/с	3,4	3,4	3,6	3,4	2,8	2,7	2,6	2,6	2,8	2,8	3,2	3,5	3,1
	V_l^{10} , о.е.	1,1	1,1	1,2	1,1	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,9	1,1	1,1	1,0
δ_1 , %		14,4	14,8	-0,2	-7,3	-0,3	-12,4	-9,9	-4,3	-11,7	7,7	1,2	1,8	0,0



Рис. 7.14. Расположение АЭ Волгоград и площадки ВЭС

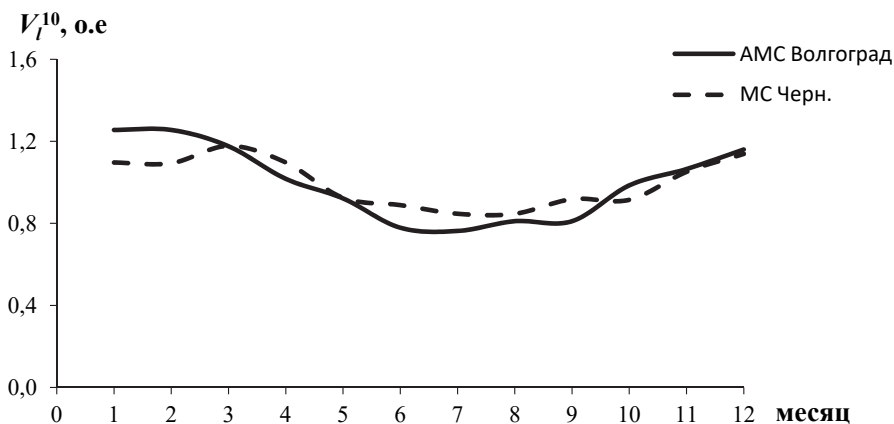


Рис. 7.15. Годовые вариации среднемесячной скорости ветра (на высоте 10 м на площадках ВЭС и АЭ Волгоград

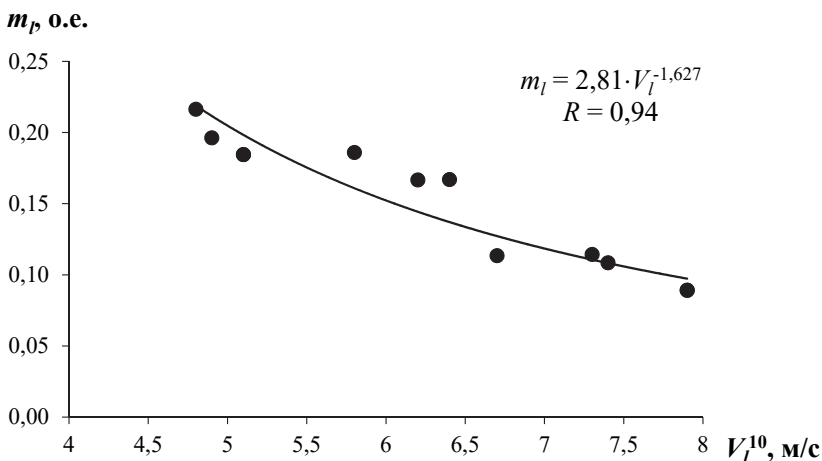
Результаты сравнения выявили, что условие (7.25) выполняется в течение всего года, и динамика изменения годовой вариации среднемесячной скорости ветра на АЭ Волгоград и площадке ВЭС идентична в течение десяти месяцев. Следовательно, АЭ Волгоград можно принять в качестве аналога для разработки модели ВПВ для условий площадки ВЭС.

По среднегодовым среднемесячным скоростям на высотах 10 м и 100 м АЭ Волгоград были определены среднемесячные показатели степени m_l (табл. 7.14) и получена эмпирическая зависимость $m_l = 2,81 \cdot V_l^{-1,627}$ с коэффициентом корреляции $R = 0,94$ (рис. 7.16).

Таблица 7.14

**Среднегодовые среднемесячные значения скорости ветра
и показателя степени на площадке АЭ Волгоград**

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
V_l^{10} , м/с	7,9	7,9	7,4	6,4	5,8	4,9	4,8	5,1	5,1	6,2	6,7	7,3	6,29
V_l^{100} , м/с	9,7	9,7	9,5	9,4	8,9	7,7	7,9	7,8	7,8	9,1	8,7	9,5	8,81
m_l , о.е.	0,09	0,09	0,11	0,17	0,19	0,20	0,22	0,18	0,18	0,17	0,11	0,11	0,15



**Рис. 7.16. Эмпирическая и аппроксимирующая зависимости $m_l(V_l)$
по данным АЭ Волгоград**

**7.4.4. Пример разработки модели вертикального профиля ветра
по данным ВИК Чокурдах на территории Дальневосточного федерального округа**

Определение среднемесячных показателей степени m_l по данным ВИК Чокурдах на территории ДФО производим по формуле (7.26) по данным среднемесячных скоростей ветра на высотах 40 и 24 метра (V_l^{40}, V_l^{24}) (табл. 7.15).

По эмпирическим данным строится точечная характеристика среднемесячных показателей степени от среднемесячной скорости ветра на высоте 24 м – $m_l(\bar{V}_l)$, которая аппроксимируется степенной зависимостью: $m_l = 1,09 \cdot V_l^{-0,82}$ с коэффициентом корреляции $R = 0,74$ (рис. 7.17).

Таблица 7.15

Среднегодовое среднемесячные значения скорости ветра на высотах 40 и 24 м и показателя степени по данным ВИК Чокурдах

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Год
V_l^{10} , м/с	2,91	1,32	3,82	5,25	5,69	5,78	5,34	6,02	5,13	3,78	4,60	4,09	4,48
V_l^{100} , м/с	1,83	0,97	2,57	4,44	4,99	5,14	4,8	5,25	4,38	3,27	3,42	2,49	3,63
m_l , о.е.	0,90	0,60	0,77	0,33	0,26	0,23	0,20	0,27	0,31	0,28	0,58	0,97	0,41

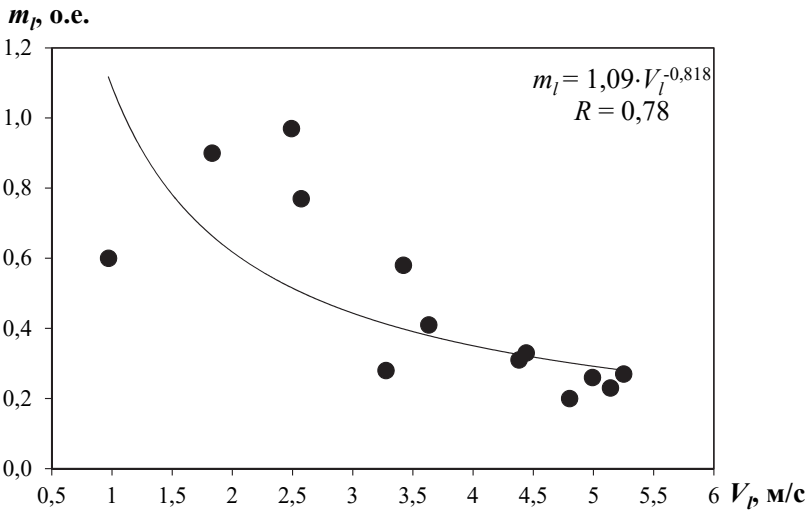


Рис. 7.17. Эмпирическая и аппроксимирующая зависимости $m_l(V_l)$ по данным ВИК Чокурдах

Для оценки погрешности аппроксимирующей зависимости $m_l(\bar{V}_l) = 1,09 \cdot V_l^{-0,82}$ рассчитываются среднемесячные скорости ветра на высоте 40 м по рассматриваемой модели и сравниваются с фактическими по данным ВИК в виде относительного отклонения δ_V . Результаты расчета представлены в табл. 7.16.

Оценка погрешности аппроксимирующей зависимости

$$m_l(\bar{V}_l) = 1,09 \cdot V_l^{-0,82}$$

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
V_l^{40} , м/с	2,91	1,32	3,82	5,25	5,69	5,78	5,34	6,02	5,13	3,785	4,605	4,09
m_l^Φ , о.е.	0,90	0,60	0,77	0,33	0,26	0,23	0,20	0,27	0,31	0,28	0,58	0,97
m_l^M , о.е.	0,80	1,04	0,58	0,30	0,27	0,26	0,27	0,26	0,30	0,37	0,43	0,68
σ_M , %	10,80	-73,62	24,09	7,75	-3,36	-12,36	-33,09	3,35	2,07	-30,47	26,56	30,36
V_l^{40M} , м/с	2,53	2,43	2,94	5,07	5,77	6,01	5,83	5,95	5,09	4,25	3,71	2,72
δ_V , %	12,96	-84,18	22,91	3,39	-1,38	-4,03	-9,12	1,14	0,86	-12,37	19,33	33,57

Погрешность определения среднемесячной скорости ветра на высоте 40 метров с применением модели $m_l(\bar{V}_l) = 1,09 \cdot V_l^{-0,82}$ превышает 20% в трех месяцах, что свидетельствует о ее неприменимости для этих месяцев.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие существуют характерные зоны атмосферы Земли?
2. Что такое «приземный слой тропосферы»?
3. Что такое «стабильный» воздух?
4. Приведите формулу Больцмана и ее составляющие.
5. Что такое «градиент температуры сухого воздуха и каковы методы его расчета»?
6. Что такое «стандартный градиент температуры»?
7. Каковы условия стабильности атмосферы?
8. Какие существуют классы устойчивости атмосферы по Паскуиллу?
9. Дайте понятие инверсии?
10. Какие существуют особенности приземной инверсии?
11. Что такое логарифмический профиль скорости ветра по высоте и каковы его особенности?
12. Как выглядит уравнение Прандтля и каковы его особенности?
13. Как влияет состояние атмосферы на вертикальный профиль ветра?
14. Что такое «степенной закон» вертикального профиля ветра?
15. Как изменяется скорость ветра в диапазоне по высоте с 10 м до 100 м по сезонам года и в году в целом?
16. Как зависит показатель m от среднегодовой скорости ветра для севера Европейской части РФ?
17. Каковы основные этапы ветромониторинга?
18. Каковы этапы и основные требования ветромониторинга?

19. Что такое «радиус репрезентативности» данных ветроизмерительного комплекса? Какие существуют классы местности?
20. На чем основан выбор количества ветроизмерительных мачт на предполагаемой площадке ВЭС?
21. Как выглядит схема размещения на ветроизмерительной мачте измерительных приборов для измерения обязательных данных?
22. Каковы условия для кредитования по данным измерений ветромониторинга?
23. Как выглядит формула расчета матрицы значений показателя степени?
24. Какие данные представлены в СБД «Вертикальный профиль ветра»?
25. Каковы критерии выбора аэрологической МС в качестве аналога?
26. Приведите алгоритм разработки модели $t_i(\bar{V}_i)$.

Список литературы

1. Руководство по сдвигу ветра на малых высотах / Международная организация гражданской авиации. 2005.
2. Бурцев, С.И. Влажный воздух: состав и свойства: учеб. пособие / С.И. Бурцев, Ю.Н. Цветков. – СПб.: Наука, 1997.
3. Детков, С.П. Охрана природы нефтегазовых районов / Детков С.П., Детков В.П., Астахов В.А. – М.: Недра, 1994.
4. McNaughton, D.J. Errors Inherent in Wind Inputs to Unlinked Source and Dispersion Models. – J. Air Waste Manage. Assoc., No. 7, P.1018– 1020.
5. Бызова, Н.Л. Экспериментальные исследования атмосферной диффузии и расчеты рассеяния примеси / Н.Л. Бызова, Е.К. Гаргер, В.Н. Иванов. – Л.: Гидрометеиздат, 1991.
6. Монин, А.Е. Основные закономерности турбулентного перемещения в приземном слое атмосферы. Труды Геофизического института АН СССР. – 1954. – №24.
7. Siting Handbook for Small Wind Energy Conversion Systems / H.L. Wegley, J.V. Ramsdell, Orgill M.M., R.L. Drake / Battelle: US DOE, 1980.
8. Development of wind shear models and determination of wind shear hazards. FAA Report № FAA–RD–79–119. Ellis and Keenan, 1978.
9. Wind Energy Resource Atlas of the United States. Pacific Northwest, Richland. Laboratory. 1987.
10. Зубарев, В.В. Использование энергии ветра в районах Севера: состояние, условия эффективности, перспективы / Зубарев В.В., Минин В.А., Степанов И.Р. – Л.: Наука, Ленингр., 1989.
11. Методика определения ветроэнергетических ресурсов и оценки эффективности использования ветроэнергетических установок на территории России и стран СНГ// Рекомендации по стандартизации. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. – М., 1994.

12. Бызова, Н.Л. Расчет вертикального профиля ветра в пограничном слое атмосферы по наземным данным / Н.Л. Бызова, В.А. Шнайдман, В.Н. Бондаренко // *Метеорология и гидрология*. – 1987. – №11. – С.75–83
13. Justus C.G., Mikhail A. Height Variations of Wind Speed and Wind Distributions Statistics // *Geophy. Res. Letters*. – 1976. – №3. – P.251–264.
14. Wind Energy Resource Atlas of the United States / D.L. Elliott, C.G. Holladay, W.R. Barchet, H.P. Foote, W.F. Sandusky, Richland: Pacific Northwest Laboratory, 1986.
15. Newstein H. An Automated Meteorological Instrumentation and Observing System in a 1000 ft TV Tower. Drexel Univ., Final Report, 1976.
16. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии: учеб. пособие // А.А. Бурмистров, В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина и др. – 2-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2-ое изд., 2008.
17. Counihan J. Adiabatic atmospheric boundary layers: A review and analysis of data from the period 1880–1972 // *Atmospheric Environment*. 1975. Vol. 79. P. 871–905.
18. Николаев, В.Г. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения / В.Г. Николаев, С.В. Ганага, Ю.И. Кудряшов. – М.: «Атмограф», 2008.
19. Безруких П.П. Ветроэнергетика: справочно-методическое издание / П.П. Безруких., П.П. Безруких (мл.), С.В. Грибков // под общ. ред. П.П. Безруких. – М.: «Интехэнергоиздат», «Теплоэнергетик», 2014.
20. Свидетельство о государственной регистрации базы данных №2012620870. Специализированная база данных «Вертикальный профиль ветра» / Васьков А.Г., Дерюгина Г.В., Тягунов М.Г., Чернов Д.А.; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ» – №2012620664; заявл. 28.06.2012; опубл. 28.08.2012.
21. Новый аэроклиматический справочник ПСА над СССР / под ред. И.Г. Гутермана. Т. I. Термодинамические параметры атмосферы. Книги 1–10. – М.: Гидрометеиздат. 1987.
22. Новый аэроклиматический справочник ПСА над СССР / под ред. И.Г. Гутермана. Т. II. Ветровые характеристики. Книги 1-10. – М.: Гидрометеиздат, 1988.
23. Васьков, А.Г. Моделирование вертикального профиля ветра по данным аэрологических метеостанций России / А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Д.А. Чернов // *Энергосбережение – теория и практика: труды Шестой Международной школы-семинара молодых учёных и специалистов*. – 2012. – С. 301–305.
24. MEASNET. Evaluation of site-specific wind conditions. Version 1. November. 2009.
25. ИЕС (МЭК) 61400-12. Ветровые турбины. Ч. 12–1. Измерение эффективности производительности по производству выработки ветряных турбин.

8. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЭС

8.1. Особенности и состав исходной информации для ветроэнергетических расчетов

Ветроэнергетические расчеты (ВЭР) обычно проводятся для обоснования параметров и режимов работы ветроэнергетических установок (ВЭУ) разного типа в разных условиях их функционирования. Как и для других видов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в настоящее время указанные ВЭР базируются, прежде всего, на наличии некоторой базовой информации по ветровым ресурсам для двух основных расчетных случаев: единичная небольшая по мощности ВЭУ, расположенная в заданной условной точке А земной поверхности с координатами (φ_A^0, ψ_A^0) ; ветроэнергетическая станция (ВЭС), расположенная на некоторой территории S (м^2 или км^2) с заданными координатами по широте $(\varphi_{\max}^0, \varphi_{\min}^0)$ и долготе $(\psi_{\max}^0, \psi_{\min}^0)$.

Для указанных двух основных расчетных случаев требуется, прежде всего, значение всех категорий энергетических ресурсов ветровой энергетики (ВЭ) с учетом социально-экологических и экономических требований. В бывшем СССР и России принято различать три категории энергоресурсов разных видов возобновляемых источников энергии: валовые (теоретические), технические (техико-экологические) и экономические (эколого-экономические) [1–7].

За пределами России в соответствии с решениями Всемирного энергетического совета (World Energy Council) от 1993 г. принято различать пять категорий энергопотенциала ветроэнергетики.

1. Метеорологический потенциал (meteorological potential).
2. Потенциал местности (site potential).
3. Технический потенциал (technical potential).
4. Экономический потенциал (economic potential).
5. Осуществляемый потенциал (implementation potential).

Ниже дается пояснение к этим видам потенциала ветроэнергетики принятое сегодня за пределами России.

1. Метеорологический потенциал соответствует максимальному использованию всех имеющихся ресурсов ветра при коэффициенте мощности ротора ВЭУ $C_p \approx 0,593 = \frac{16}{27}$ (коэффициент Н.Е. Жуковского-Бетца) – $\mathcal{E}_m \left(\frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{м}^2\cdot\text{год}} \right)$; $\bar{N}_m \left(\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2} \right)$.

2. Потенциал местности или местный потенциал – это часть метеорологического потенциала $\mathcal{E}_m(\bar{N}_m)$, которая соответствует только тем территориям, которые являются географически доступными для производства электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{пм}}(\bar{N}_{\text{пм}})$.

3. Технический потенциал рассчитывается на основе $\mathcal{E}_{\text{пм}}(\bar{N}_{\text{пм}})$ с учетом энергетических характеристик ВЭУ или ВЭС $\mathcal{E}_T(\bar{N}_T)$.

4. Экономический потенциал – часть $\mathcal{E}_T(\bar{N}_T)$, которая является экономически эффективной в рассматриваемый период времени $\mathcal{E}_3(\bar{N}_3)$.

5. Осуществляемый потенциал – часть $\mathcal{E}_3(\bar{N}_3)$, в котором учтены ограничения разного рода (социально-экономические, технические и прочие) по использованию энергopotенциала ветроэнергетики, которые могут быть реализованы в рамках определенных периодов (сроков) времени $\mathcal{E}_{oc}(\bar{N}_{oc})$.

Сопоставляя виды категорий энергopotенциала ветроэнергетики, принятые в мире и в России, можно сделать вывод о том, что они, в основном, различаются в «месте» учета в них социально-экономических требований. Если в России они учитываются в техническом и экономическом потенциале, то в мире эти требования вначале отдельно учитываются в потенциале местности (или в местном потенциале), а затем в последнем – пятом виде – осуществляемом потенциале ветроэнергетики.

Многочисленные научные исследования, проведенные в мире, показали, что для проведения надежных ВЭР обычно требуется наличие непрерывного ряда наблюдений за ветром на исследуемой территории земли не менее 10–12 лет. Весьма актуальным является и учет величины расчетного интервала времени, за который измеряются основные параметры ветра (как правило, средне интервальные), а также высота, на которой измеряются указанные параметры в заданной точке А или на территории площадью S . Значения корректного расчетного интервала времени очень необходимо для проектирования оптимальных параметров и режимов использования ВЭУ или ВЭС в разных условиях их работы.

Высота измерения параметров ветра необходима для учета конкретных мощностей ВЭУ с горизонтальной осью вращения, высота втулки которых сегодня доходит до 160 м, для ВЭУ мегаваттного класса берегового размещения, и более для ВЭУ морского размещения. Это обстоятельство требует знания корректных зависимостей скорости ветра от высоты (или вертикального профиля ветра) (см. главу 7).

Богатейший опыт проектирования и эксплуатации ВЭУ в мире, базирующийся на сотнях тысяч ВЭУ, эксплуатируемых сегодня в десятках стран, позволяет выделить три основных варианта использования ВЭУ (или ВЭС) в экономике любой страны: работа ВЭУ (или ВЭС) в составе большой объединенной энергосистемы (ОЭС), совместно с большими традиционными электростанциями – ГЭС, ТЭС и АЭС (эти ОЭС занимают большую территорию в тысячи и более квадратных километров при установленной мощности и нагрузке в десятки тысяч мегаватт и более); работа ВЭУ (или ВЭС) в составе локальной энергосистемы (ЛЭС), расположенной на ограниченной площади вблизи основных потребителей мощностью до нескольких сотен кило- или мегаватт и не имеющей связи с ОЭС; работа ВЭУ или группы ВЭУ в составе энергокомплекса или системы распределенной

энергетики на маломощного автономного потребителя (отдельное строение различного назначения: поселок, деревня, село, производство промышленного, сельскохозяйственного или специального назначения и т.д.) при общей мощности нагрузки, как правило, не более сотни киловатт.

Указанные виды использования ВЭУ в экономике любой страны предъявляют разные требования к исходной информации по ветру для выбора эффективных параметров и режимов использования этих видов ВЭУ. Рассмотрим их более детально.

1. *Работа ВЭУ и ВЭС в составе большой ОЭС совместно с крупными традиционными ГЭС, ТЭС и АЭС.* Как показывает богатый многолетний опыт проектирования, строительства и эксплуатации ВЭУ в мире, основной показатель, который во многом характеризует технико-экономические показатели ветроэнергетики при её интеграции в ОЭС – это уровень проникновения энергии ветра в ОЭС по мощности – K_N^n и энергии $K_Э^n$.

Уровень проникновения энергии ветра в ОЭС – K_N^n , о.е определяется, как соотношение суммарной установленной мощности всех системных ВЭУ и ВЭС – $N_{уст\Sigma}^{ВЭУ}$ к максимуму нагрузки системы $P_{max}^{ОЭС}$, т.е. (8.1).

$$K_N^n = \frac{N_{\Sigma}^{ВЭУ}}{P_{max}^{ОЭС}}. \quad (8.1)$$

Соответственно, уровень проникновения энергии ветра в ОЭС – $K_Э^n$, о.е определяется соотношением суммарной годовой выработки всех системных ВЭУ и ВЭС – $\mathcal{E}_{год\Sigma}^{ВЭС}$ к годовому объему потребляемой энергии в ОЭС – $\mathcal{E}_{год\Sigma}^{ОЭС}$, т.е. (8.2).

$$K_Э^n = \frac{\mathcal{E}_{год\Sigma}^{ВЭС}}{\mathcal{E}_{год\Sigma}^{ОЭС}}. \quad (8.2)$$

Соотношение общей мощности ВЭС и максимума нагрузки ОЭС можно представить соотношением (8.3):

$$\sum_{i=1}^n N_{устi}^{ВЭУ} = K_N^n \cdot P_{max}^{ОЭС}, \quad (8.3)$$

где K_N^n , о.е., соответствующий 7,5% для всей ЕС-27 для 2022 г. При этом для отдельных стран ЕС-27 и регионов этих стран K_N^n уже сегодня достигает 30% и даже 40% от общей мощности нагрузки (некоторые регионы Дании, Германии, Испании).

В любом рассматриваемом месте на Земле энергия ветра изменяется со временем, в основном, под влиянием метеорологических факторов. Указанные изменения имеют место во всех масштабах времени: секунды, минуты, часы, сутки, месяцы, годы. От уровня надежности предсказания изменений ветра во многом зависит эффективность использования ВЭУ и ВЭС в составе ОЭС и режимы их

работы. Стохастические вариации энергии ветра ранее воспринимались, как основные недостатки ветроэнергетики, не учитывая уровень вариаций по сравнению, например, со стохастическими колебаниями нагрузки во времени, которые в ОЭС успешно компенсировались разными видами существующих резервов мощности. При этом, как правило, не учитывались и положительные факторы, имеющие место при интеграции ВЭС и ВЭУ. Например, следует учитывать отсутствие корреляционных связей ветровых условий в разных регионах одной страны или тем более, нескольких стран при агрегации ВЭУ в ОЭС. Случайные колебания энергии ветра при её интеграции в ОЭС существенно компенсируют друг друга. Вследствие чего даже при небольшой доле ВЭС в ОЭС (до 10% по мощности или энергии) они могут обеспечить гарантированную мощность для работы в базовой части графика нагрузки ОЭС.

При оценке эффективности интеграции ВЭС в ОЭС краткосрочная изменчивость ветровой энергии (от нескольких минут до часов) важна при планировании баланса мощности в системе и определения необходимых видов резервов мощности. Краткосрочная изменчивость энергии ветра, испытываемая ОЭС, определяется краткосрочными изменениями погодных условий и географическим распространением ВЭС по территории одной страны или нескольких стран, входящих в ОЭС. При этом общая изменчивость, испытываемая ОЭС, определяется одновременными вариациями нагрузки всех видов и типов электростанций. Влияние краткосрочных вариаций энергии ветра на мощность ОЭС зависит как от общей мощности ВЭС, так и от структуры генерирующих мощностей в ОЭС и мощностей передающей сети ОЭС.

Более детально краткосрочные вариации энергии ветра и их влияние на работу ОЭС можно охарактеризовать следующим образом.

– Секундные – минутные интервалы времени. Для отдельных крупных ВЭУ мегаваттного класса изменение выходной мощности для этого интервала времени очень мало в связи с усреднением ветрового потока ометаемой площади ротора и фильтрующего эффекта инерции самой турбины. Для отдельных ВЭС изменения выходной мощности мало даже для временных интервалов порядка десятка секунд в связи с усреднением выходной мощности и отдельных ВЭУ внутри ВЭС. Из-за агрегирования работы многих ВЭС в ОЭС быстрые изменения (в интервале даже нескольких минут), из-за турбулентности или переходных процессов, общей мощности ВЭС малы и практически не ощущаются ОЭС.

– Временной интервал до 1 часа. Вариации энергии ветра в пределах часового интервала времени уже ощутимы ОЭС, но они всегда должны рассматриваться вместе с колебаниями нагрузки в этот же период времени. Эти вариации с учетом значительной степени географического разнообразия ВЭС, как правило, не превышают $\pm 5\%$ от суммарной установленной мощности географически распределенных ВЭС. Эти проблемы, как правило, решаются в любой ОЭС за счет соответствующих резервов мощности других типов электростанций.

– Почасовые вариации до 1 суток. Эти вариации энергии ветра имеют большое влияние на планирования режимов ОЭС, и они могут сегодня быть хорошо спрогнозированы с использованием современных математических моделей.

– Месячные и сезонные вариации. Эти вариации энергии ветра имеют большое значение для планирования длительных режимов ОЭС с учетом вариаций рынка в эти периоды времени. При этом вклад энергии ветра в системную безопасность принято называть кредитным потенциалом энергии ветра.

– Годовые вариации энергии ветра. Они определяются сезонными метеорологическими условиями и межгодовыми вариациями ветра. Эти вариации ветра практически не влияют на текущие режимы работы ОЭС. В долгосрочной перспективе эти вариации ветра определяют кредитоспособность ветровой энергии в ОЭС и должны быть приняты во внимание при долгосрочном планировании работы ОЭС.

В отличие от начальных этапов развития ветроэнергетики в мире, когда при проектировании ВЭС требовалось обеспечить максимум использования энергии ветра на основе среднемесячных (иногда среднесуточных) значений скорости ветра, *в настоящее время требуется использовать данные по скорости ветра практически для всех расчетных интервалов времени, включая малые – порядка среднечасовых и менее.* При этом следует учитывать те особенности интеграции энергии ветра в ОЭС, которые определяются только особенностями ОЭС каждой страны или нескольких стран.

2. *Работа ВЭУ или ВЭС в составе локальной энергосистемы (ЛЭС),* расположенной на ограниченной площади вблизи основных потребителей мощности до нескольких сотен кВт или МВт и не имеющих связи с ОЭС.

Как показывает богатый зарубежный опыт проектирования и эксплуатации ЛЭС с энергоустановками на основе ВИЭ и традиционных энергоустановок, как правило – дизельных энергоустановок (ДЭУ), эти системы сегодня более точно описываются термином «гибридные энергосистемы» или «системы с распределенной энергетикой». Данная концепция предлагает строительство генерирующих установок в непосредственной близости от потребителей энергии.

Несмотря на большой объем НИР по этой теме в мире, в отличие от первого рассмотренного выше типа использования энергии ветра, сегодня весьма трудно сделать какие-то обобщающие выводы по особенностям проектирования и эксплуатации ЛЭС из-за их сильной индивидуализации.

В мире при электрификации сельских регионов сегодня есть три основных метода её решения: подключение их к ОЭС; использование ДЭУ; создание гибридных систем с ДЭУ и энергоустановками (ЭУ) на основе ВИЭ. Если первые два метода могут быть чрезвычайно дорогими, то использование наиболее перспективных в этом регионе ВИЭ может быть весьма эффективным за счет снижения стоимости жизненного цикла при выработке энергии для сельских местностей.

Для таких ЛЭС мощность всех ВЭУ, как правило, сопоставима с мощностью всех ДЭУ, т.е. (8.4):

$$\sum_{i=1}^n N_{ВЭУi}^{уст} \approx \sum_{j=1}^m N_{ДЭУj}^{уст}. \quad (8.4)$$

Надежную и бесперебойную работу всей системы энергоснабжения ЛЭС здесь обеспечивают ДЭУ, чья общая установленная мощность должна гарантированно обеспечить покрытие графика нагрузки ЛЭС в целом (8.5):

$$\sum_{j=1}^m N_{ДЭУj}^{уст} > P_{ЛЭС}^{max}. \quad (8.5)$$

ВЭУ здесь так же, как и в первом условии работают по критерию максимального вытеснения невозобновляемого ископаемого органического топлива при нулевой гарантированной мощности без использования специальных аккумуляторов избыточной в некоторые периоды времени выработки ВЭУ. Хотя иногда бывает целесообразно избыточную энергию ВЭУ аккумулировать, либо использовать для производства, например, водорода. Это означает, что в данном случае *в качестве расчётных интервалов времени следует использовать суточные интервалы без учета аккумуляции энергии и даже часовые – с учетом аккумуляции энергии.*

Работа ВЭУ или группы ВЭУ в составе энергокомплекса (ЭК) или системы распределенной энергетики (СРЭ) на малоомощного автономного потребителя (отдельные строения различного назначения, поселок, деревня, село, производство промышленного, сельскохозяйственного или специального назначения и т.д.) при общей мощности и нагрузки, как правило, не более сотни кВт.

Для таких СРЭ особое значение приобретает учет категорий потребителей, входящих в ЭК, по показателям надежности их энергоснабжения. В данном случае мощность ВЭУ уже сопоставима с максимальной мощностью всех потребителей ЭК, т.е. (8.6):

$$\sum_{i=1}^n N_{ВЭУi}^{уст} \approx P_{СРЭ}^{max}. \quad (8.6)$$

ВЭУ, имеющие нулевую гарантированную мощность, обязательно должны сочетаться с аккумуляторами энергии разного цикла аккумуляции в зависимости от конкретного типа потребителя. ВЭУ обеспечивают как надежную работу всей системы энергоснабжения автономного потребителя, так и экономию невозобновляемого ископаемого органического топлива. В этом случае *в качестве расчетных интервалов времени следует использовать как минимум часовые интервалы, а для очень ответственных потребителей и текущие значения скорости ветра во времени.*

Учитывая сказанное выше можно сделать заключение о том, что для ВЭР при обосновании параметров и режимов разных типов ВЭУ, работающих в разных вариантах или условиях их функционирования требуется достаточно специфическая во всех отношениях исходная информация по ветровым ресурсам в рассматриваемой

точке $A(\varphi_A^0, \psi_A^0)$; или на территории площадью S (m^2 или km^2). Также следует учитывать множество факторов (шероховатость, форма земной поверхности, препятствия, стратификация атмосферы, высота от поверхности земли), влияющих на формирование ветровой энергии в конкретной географической точке $A(\varphi_A^0, \psi_A^0)$ или на территории S .

8.2. Выбор информационного источника по ветровым ресурсам для площадки ВЭС

При оценке ветровых ресурсов на площадке ВЭС на ранних этапах проектирования, как правило, отсутствуют данные ветровых измерений, и рекомендуется использовать данные из нескольких информационных источников и выбирать наиболее достоверный источник. При выборе информационного источника для оценки ветровых ресурсов на площадке ВЭС следует учитывать его доступность, надежность и достоверность получаемых данных.

Информация по ветровым ресурсам на территории России может быть получена из: научно-прикладных справочников по климату СССР, атласов ветров: Атлас ветрового и солнечного климатов России (1997 г.) [8], Атлас ветров России (2000 г.) [9]; СБД, из которых в настоящее время к СБД «Расписание Погоды» [10] и СБД «NASA» [11] возможен свободный доступ в сети Интернет.

Наиболее достоверными данными считаются непосредственно измеренные на наземных МС, но местоположение и условия рельефа местности на площадке МС не всегда совпадают с местоположением и условиями предполагаемой площадки ВЭС, что требует моделирования ветровых ресурсов на площадке ВЭС по данным МС с учетом различий площадок ВЭС и МС. Это приводит к определенной погрешности в определении ветровых ресурсов на площадке ВЭС и осложняет выбор информационного источника.

Рассмотрим преимущества и недостатки СБД «Расписание Погоды» и СБД «NASA».

Преимущества данных СБД «Расписание Погоды»:

- многолетние архивы данных скорости и направлений ветра в точках наземных МС с интервалом представления данных от 30 минут до 24 часов на высоте 10 м;
- методика Гидрометеоцентра, позволяющая определять МС-аналог для моделирования скорости ветра на площадке ВЭС по названиям ближайших населенных пунктов к площадке ВЭС.

Недостатки данных СБД «Расписание Погоды»:

- наличие данных только для высоты – 10 м, что не позволяет пересчитывать скорости ветра по высоте и разрабатывать модели ВПВ;
- надежность и применимость данных только в точках наземных МС и радиусе репрезентативности данных, который зависит от ландшафта местности, например, для ровной и открытой местности не более 50 км.

Преимущества данных СБД «NASA»:

– генерирование многолетних рядов среднечасовых данных в любой произвольной точке земного шара на двух высотах измерений, что позволяет пересчитывать скорости ветра по высоте и разрабатывать модели ВПВ.

Недостатки данных СБД «NASA»:

– ассимилированные данные на основе спутниковых наблюдений, что требует подтверждения их достоверности.

Сравнение основных энергетических характеристик ветра, рассчитанных по однородным данным из СБД «NASA» и СБД «Расписание Погоды» на площадке МС, позволяет оценить погрешность компьютерных моделей генерирования данных в СБД «NASA» на рассматриваемой площадке.

Сравнение основных энергетических характеристик ветра по данным СБД «Расписание Погоды» и СБД «NASA» на высоте 10 м следует производить в виде относительных отклонений δ_x , рассчитываемых по формуле (8.7).

$$\delta_x = \frac{X^{\text{РП}} - X^{\text{NASA}}}{X^{\text{РП}}} \cdot 100\%, \quad (8.7)$$

где X – характеристика ветра, например, скорость, коэффициент вариации скорости, удельная мощность и т.д.; $X^{\text{РП}}$ – характеристика ветра по данным СБД «Расписание Погоды»; X^{NASA} – характеристика ветра по данным СБД «NASA».

В качестве критерия применимости данных СБД «NASA» принимается выполнение условия (8.8):

$$\delta_v \leq \delta_{\text{доп}}, \quad (8.8)$$

где δ_v – погрешность скорости по данным СБД «NASA», $\delta_{\text{доп}}$ – допустимая погрешность, равная погрешности измерения скорости ветра, и определяемая по формуле (8.9):

$$\delta_{\text{доп}} = \frac{\Delta V + 0,05 \cdot V_0}{V_0}, \quad (8.9)$$

где ΔV – погрешность анемометра принята $\pm 0,5$ м/с для анемометров на наземных МС (для данных СБД «Расписание Погоды») и $\pm 0,1$ м/с для анемометров на ветроизмерительных комплексах.

Пример 1. Оцените погрешность определения среднеголетних характеристик ветра (скорости, удельной мощности и коэффициента вариации скорости) по данным СБД «NASA» на площадках МС Южного Федерального округа (ЮФО), расположенных в аэропортах.

Решение: Оценка погрешности среднеголетних характеристик ветра по данным СБД «NASA» производится сравнением с характеристиками по данным СБД «Расписание Погоды». На территории ЮФО расположено 14 МС-аэропортов, для которых по многолетним данным (2013–2021 гг.) на 10 м из СБД «NASA» и «СБД «Расписание Погоды» были рассчитаны среднеголетние характеристики ветра: среднеголетняя скорость ветра V_0 , среднеголетняя удельная мощность ветра $N_{\text{уд}}$ и коэффициент вариации скорости C_v (табл. 8.1).

Также в таблице 8.1 приведены относительные отклонения среднеголетних характеристик ветра по данным двух СБД (δ_{V_0} , $\delta_{N_{уд}}$, δ_{C_V}).

В качестве критерия применимости данных СБД «NASA» на площадках рассматриваемых МС принималось выполнение условия (8.8). В таблице 8.1 серой заливкой выделены МС (№7, №8, №9 и №13) для которых условие (8.9) не выполняется, т.е. на площадках этих МС не рекомендуется для оценки ветровых ресурсов использовать данные СБД «NASA».

Таблица 8.1

**Среднеголетние характеристики ветра
на площадках четырнадцати МС аэропортов по данным СБД
на высоте 10 м и их относительные отклонения**

№	Название	Ф, гр., с.ш.	Ψ, гр., в.д.	СБД «Расписание Погоды»			СБД «NASA»			δ_{V_0} , %	$\delta_{дон}$, %	$\delta_{N_{уд}}$, %	δ_{C_V} , %
				V_0 , м/с	$N_{уд}$, Вт/м ²	C_V	V_0 , м/с	$N_{уд}$, Вт/м ²	C_V				
1	Анапа	45,002	37,347	5,1	163,68	0,550	4,8	134,27	0,516	5,9	14,8	17,9	6,2
2	Астрахань	46,288	48,006	4,5	112,56	0,530	4,7	111,78	0,48	-4,4	16,1	0,7	9,4
3	Волгоград	48,783	44,333	5,2	156,25	0,484	4,6	104,32	0,466	11,5	14,6	33,2	3,7
4	Краснодар	45,034	39,170	3,9	81,36	0,567	3,8	70,57	0,561	2,6	17,8	13,2	1,1
5	Майкоп	44,683	40,033	2,1	13,91	0,659	2,2	14,63	0,536	-4,8	28,8	-5,2	18,7
6	Платово	47,489	39,928	5,0	150,51	0,540	4,5	99,09	0,495	10,0	15,0	34,2	8,3
7	Сочи	43,450	39,900	3,3	39,61	0,500	2,2	12,85	0,52	33,3	20,1	67,6	-4,0
8	Элиста	46,366	44,333	5,6	192,22	0,484	4,6	107,58	0,486	17,9	13,9	44,1	-0,4
9	Влади- кавказ	43,205	44,606	3,0	33,32	0,527	2,1	13,52	0,62	30,0	21,7	59,4	-17,6
10	Грозный	43,388	45,699	3,3	57,18	0,673	3,4	51,92	0,55	-3,0	20,1	9,2	18,2
11	Махачкала	42,816	47,652	4,8	161,17	0,608	4,8	147,27	0,57	0,0	15,4	8,6	6,2
12	Мин. воды	44,216	43,083	4,4	108,97	0,568	3,8	74,57	0,59	13,6	16,4	31,6	-3,9
13	Нальчик	43,516	43,6333	1,7	9,01	0,729	2,7	25,72	0,58	-58,8	34,4	-185,4	20,4
14	Ставро- поль	45,112	42,100	4,8	140,74	0,563	4,6	128,75	0,57	4,2	15,4	8,5	-1,2

Пример 2. Сравнение климатических характеристик ветра на площадках 115-и наземных МС севера европейской части России по данным СБД «NASA», «Метеоорг», «Флюгер».

На кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» были выполнены исследования по сравнению энергетических характеристик ветра на высоте 10 м на площадках 115-и наземных МС севера европейской части России по данным СБД «NASA», «Метеоорг», «Флюгер», в качестве достоверных данных принимались данные СБД «Флюгер».

В результате было выявлено, что для рассмотренной территории не целесообразно использовать данные СБД «NASA» и СБД «Meteonorm». В качестве примеров табл. 8.2–8.4 представлены результаты сравнения различных статистических характеристик ветра по данным трех СБД на площадке МС Мурманск–Халдеев мыс.

Таблица 8.2

**Многолетние среднемесячные скорости ветра (в м/с)
на площадке МС Мурманск–Халдеев мыс по трем СБД на высоте 10 м**

СБД	Месяц										
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
«Флогер»	7,06	6,82	6,50	5,68	5,10	4,83	4,34	4,21	5,19	5,99	6,48
«Meteonorm»	5,45	5,17	5,09	4,90	4,90	4,90	4,61	4,21	4,41	4,90	4,77
«NASA»	7	7,01	6,63	6,14	5,5	5,43	5,31	5,14	5,63	6,75	6,69

Таблица 8.3

**Многолетние повторяемости скорости ветра (в %)
на площадке МС Мурманск–Халдеев мыс по трем СБД на высоте 10 м**

СБД	Средняя скорость градации \bar{V}_j^{rp} , м/с										
	1,5	3,5	5,5	7,5	9,5	11,5	13,5	15,5	17,5	20,5	24,5
«Флогер»	16,3	18,4	20,8	16,2	10,0	8,2	4,1	3,00	1,7	1,1	0,2
«Meteonorm»	9,5	26,9	27,7	19,2	10,4	4,2	1,6	0,4	0,1	0,0	0,0
СБД «NASA»	6,0	41,0	36,0	13,0	3,0	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0

Таблица 8.4

**Многолетние среднемесячные скорости ветра (в м/с) для характерных часов
на площадке МС Мурманск–Халдеев мыс по трем СБД на высоте 10 м**

Час	Январь			Июнь			Годовая		
	Флогер	Метео- norm	NASA	Флогер	Метео- norm	NASA	Флогер	Метео- norm	NASA
1	6,90	5,74	6,93	3,50	5,07	5,34	5,10	4,88	6,15
7	6,80	5,30	6,89	4,40	4,76	5,39	5,50	4,78	5,96
13	7,00	5,31	7,13	5,60	4,92	5,64	6,10	4,82	6,18
19	7,00	5,94	7,05	5,50	4,96	5,38	5,80	4,97	6,30

Пример 3. Сравнение хронологического хода скорости ветра в июне 2010 г. на площадке МС Мурманск–Халдеев мыс по данным СБД «Погода России» и СБД «Расписание Погоды»

Сопоставление хронологического хода среднечасовой скорости ветра в июне 2010 г. на площадке МС Мурманск–Халдеев мыс по данным СБД «Погода России» и «Расписание Погоды» представлено на рис. 8.1.

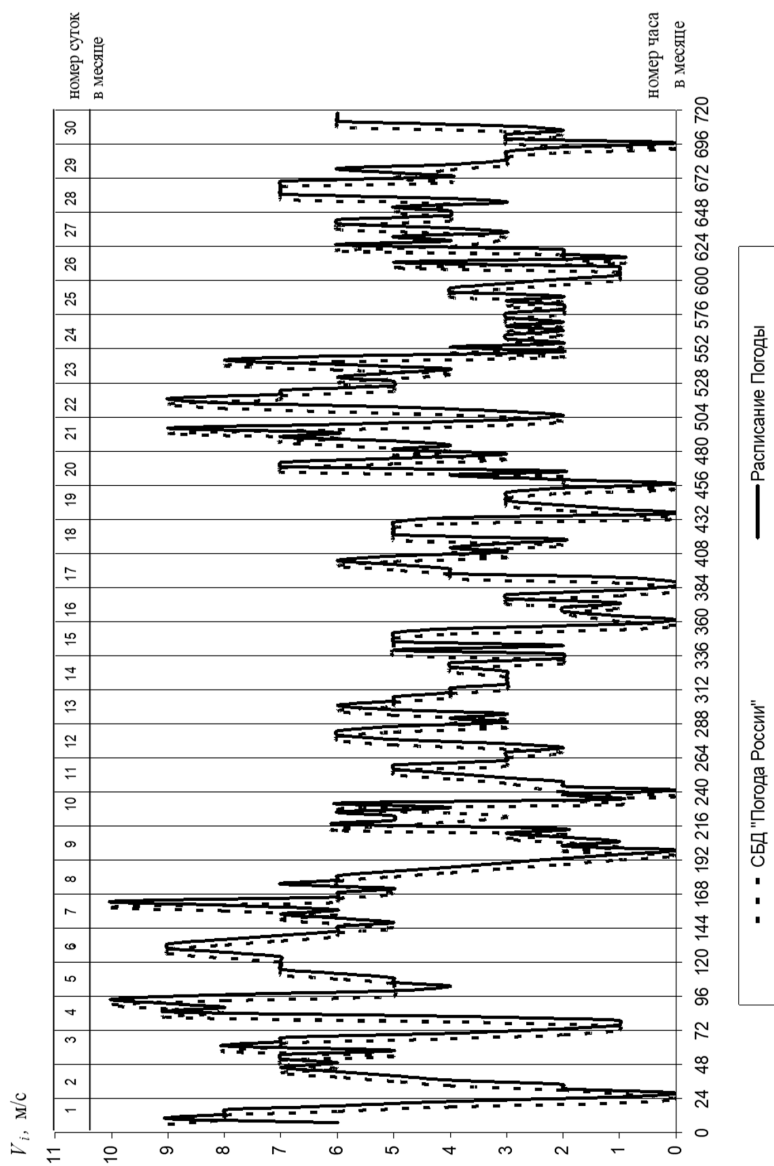


Рис. 8.1. Хронологический ход скорости ветра в июне месяце 2010 г. на площадке МС Мурманск–Халдеев мыс по данным СБД «Погода России» и «Расписание Погоды»

Сравнение значений скорости ветра на площадке МС Мурманск–Халдеев мыс по данным из СБД «Расписание Погоды» и СБД «Погода России» за июнь 2010 г. выявило, что отклонения скорости по данным двух СБД за рассматриваемый период не превышающие $\pm 5\%$, т.е. данные двух баз данных на рассматриваемой площадке применимы.

8.3. Региональные карты распределения среднеголетних энергетических характеристик ветра

Среднеголетние значения скорости ветра и удельные мощности на рассматриваемой территории за многолетние периоды наблюдений служат исходной характеристикой общего уровня интенсивности ветра. По ним в первом приближении можно судить о перспективности применения ветроэлектрических установок (ВЭУ) в любой точке на рассматриваемой территории.

Региональные карты распределения среднеголетних энергетических характеристик ветра строятся, как правило, по данным наземных МС, расположенных на рассматриваемой территории. Однако следует учитывать, что средние скорости зависят от рельефа местности, шероховатости поверхности, наличия затеняющих элементов, высоты над поверхностью земли и у разных метеорологических станций эти условия могут существенно отличаться. Поэтому для сопоставления среднеголетних значений скорости ветра по территории необходимо их приводить к сравнимым условиям, т.е. к условиям открытой ровной местности. Приведение среднеголетней скорости ветра \bar{V}_0 и удельной мощности $\bar{N}_{уд}$ на площадке МС к сравнимым условиям ($\bar{V}_0^{пр.}$ и $\bar{N}_{уд}^{пр.}$) можно выполнить с помощью поправочного коэффициента на открытость k_0 по формулам (8.10) и (8.11):

$$\bar{V}_0^{пр.} = k_0 \cdot \bar{V}_0, \quad (8.10)$$

$$\bar{N}_{уд}^{пр.} = k_0^3 \cdot \bar{N}_{уд}. \quad (8.11)$$

В России для учета условий открытости площадок метеостанций на местности наиболее совершенной и доступной является классификация В.Ю. Милевского (табл. 6.4). Эта классификация использована Государственным комитетом по гидрометеорологии России для описания открытости всех метеорологических станций страны, информация об этом содержится в Справочнике по климату СССР [10], которая была перенесена в СБД «Флюгер» (разработка кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ»). При отсутствии информации об открытости МС в, поправочный коэффициент на открытость МС следует принимать равным «1».

Поправочный коэффициент на открытость определяется по формуле (8.12):

$$k_0 = \frac{K_0}{K_{МС}}, \quad (8.12)$$

где $K_{МС}$ – фактический (средневзвешенный класс открытости) площадки МС; K_0 – класс открытости, соответствующий открытой ровной местности с учетом близости водных поверхностей по классификации В.Ю. Милевского, принимается:

- 7 – для точек, удаленных от водных поверхностей;
- 8 – для точек на берегу большой реки;
- 9 – для точек на берегу большого озера или залива;
- 10 – для точек на побережье внутреннего моря;
- 11 – для точек на открытом побережье океана или внешнего моря.

Важной особенностью использования классификации В.Ю. Милевского в сети гидрометеослужбы является то, что информация об открытости станций дается по восьми направлениям. Это позволяет определять фактический класс открытости метеостанции K_{MC} с учетом повторяемости направлений ветра по восьми основным румбам $t(\vec{V})$ по формуле (8.13):

$$K_{MC} = \sum_{j=1}^8 K_{MC_j} \cdot t(\vec{V}_j), \quad (8.13)$$

где K_{MC_j} , о.е. – класс открытости по j -ому румбу; $t(\vec{V}_j)$, о.е. – повторяемость направления ветра j -ого румба. Считается, что надежными данными по ветровым условиям обладают МС, имеющие K_{MC} не ниже 7.

Пример. Построение региональных карт распределения ветровых ресурсов по территории Астраханской области на высоте 10 м.

Построение карт распределения ветровых ресурсов на высоте 10 м по территории Астраханской области проводилось по данным тринадцати МС, из которых восемь МС расположены на территории Астраханской области и пять МС расположены на граничащих с ней территориях. Были определены фактические классы открытости тринадцати МС по восьми основным румбам (табл. 8.5) и по формуле (8.13) с учетом многолетних повторяемостей направлений ветра рассчитаны средневзвешенные классы открытости МС (табл. 8.5).

Таблица 8.5

Классы открытости по румбам на площадках МС Астраханской области и граничащих с ней территориях

№	МС	Шир., с.ш.	Долг., в.д.	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	K_{MC}
1	Лиман	45° 47'	47° 13'	5	6	5	6	6	6	6	6	5,66
2	Аэропорт	46° 17'	48° 03,8'	7	7	6	7	7	7	7	7	6,73
3	Астрахань	46° 21'	48° 04'	5	6	6	6	6	7	8	7	6,40
4	Зеленга	46° 11'	48° 37'	6	6	5	7	8	6	5	7	6,02
5	Досанг	46° 55'	47° 56'	7	7	6	7	7	7	7	7	6,80
6	Харабали	47° 25'	47° 15'	5	6	7	6	7	6	5	6	6,05
7	Черный Яр	48° 04'	46° 07'	6	7	8	7	7	7	7	7	7,05

№	МС	Шир., с.ш.	Долг., в.д.	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	К _{МС}
8	Верхний Баскунчак	48° 13'	46° 44'	5	7	5	7	6	7	6	7	6,19
9	Лагань	45° 24'	47° 21'	6	7	7	7	6	6	5	6	6,36
10	Уштаган	47° 54'	48° 48'	6	7	7	7	7	6	7	7	6,80
11	Малые Дербеты	47° 57'	44° 41'	6	7	7	7	7	7	6	7	6,72
12	Ганюшкино	46° 36'	49° 16'	6	6	6	6	6	6	6	6	6,00
13	Юста	47° 07'	46° 18'	7	7	7	7	6	6	7	7	6,79

Данные о местоположении и высоте метеорологических станций, их фактическом средневзвешенном классе открытости и открытости, соответствующей условиям открытой ровной местности приведены в табл. 8.6. Также в ней приведены среднегоголетние скорости и удельные мощности ветра, соответствующие фактическим условиям МС и приведенным к условиям открытой ровной местности по формулам (8.10) и (8.11).

Таблица 8.6

**Среднегоголетние скорости ветра и их удельные мощности,
соответствующие фактическим условиям МС
и приведенным к условиям открытой ровной местности**

№	Шир., с.ш.	Долг., в.д.	\bar{V}_0 , м/с	$\bar{N}_{уд.}$, Вт/м ²	K_0	k_0	$K_{МС}$	$\bar{V}_0^{пр.}$, м/с	$\bar{N}_{уд.}^{пр.}$, кВт/м ²
1	45° 47'	47° 13'	2,4	0,02	7	1,24	5,66	2,97	41,73
2	46° 17'	48° 03'8"	4,55	0,11	7	1,04	6,73	4,73	126,71
3	46° 21'	48° 04'	2,46	0,02	8	1,25	6,40	3,08	38,79
4	46° 11'	48° 37'	3,37	0,06	8	1,33	6,02	4,48	143,86
5	46° 55'	47° 56'	3,39	0,06	7	1,03	6,80	3,49	60,79
6	47° 25'	47° 15'	2,7	0,03	7	1,16	6,05	3,12	44,31
7	48° 04'	46° 07'	3,08	0,04	8	1,13	7,05	3,50	55,32
8	48° 13'	46° 44'	2,95	0,03	7	1,13	6,19	3,34	45,83
9	45° 24'	47° 21'	4,06	0,09	7	1,10	6,36	4,47	118,34
10	47° 54'	48° 48'	2,67	0,05	7	1,03	6,80	2,75	54,60
11	47° 57'	44° 41'	2,69	0,03	7	1,04	6,72	2,80	33,96
12	46° 36'	49° 16'	4,25	0,11	7	1,17	6,00	4,96	178,74
13	47° 07'	46° 18'	3,71	0,06	7	1,03	6,79	3,82	71,11

По данным табл. 8.6 были построены карты с распределением приведенных к условиям открытой местности среднегоголетней скорости ветра и ее удельной мощности на высоте 10 м по территории Астраханской области (рис. 8.2–8.3). Построение карт осуществлялось с использованием программы Surfer 15.

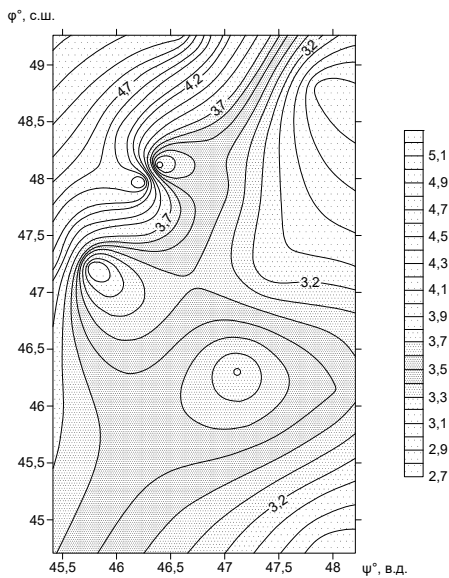


Рис. 8.2. Карта распределения среднегогодовой скорости ветра по территории Астраханской области

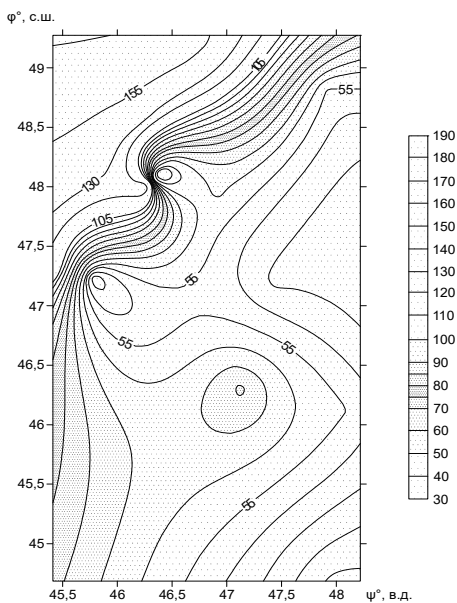


Рис. 8.3. Карта распределения удельной мощности ветра (Вт/м²) по территории Астраханской области

8.4. Выбор площадки ВЭС

8.4.1. Основные критерии и требования, предъявляемые при выборе площадки под размещения ВЭС

Площадка для размещения ВЭС (в дальнейшем площадка ВЭС) должна быть выбрана в соответствии с данными ветрового кадастра, результатами исследования ветропотенциала, топографии местности, геологических и гидрологических изысканий, схемой электроснабжения, проектами планировки и застройки объектов. Выбор площадки ВЭС должен основываться на комплексном анализе энергетических, технических и экономических характеристик альтернативных площадок, оборудования, коммуникаций и затрат на эксплуатацию и обслуживание. Земельные участки должны удовлетворять требованиям санитарных правил для строительства промышленных предприятий в соответствии с СанПИН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов [13].

Основные требования, предъявляемые при выборе площадки под размещение ВЭС (в дальнейшем, площадка ВЭС):

1. *Ветроэнергетический потенциал (ветровая активность в виде средне-многолетней скорости ветра)*. Ветровые и климатические особенности земельного участка размещения ВЭС должны соответствовать выполнению требуемых показателей выработки электроэнергии (согласно ветровому кадастру исследований ветроэнергетического потенциала), что способствует максимизации выработки и минимизации турбулентности. На начальном этапе выбора площадки ВЭС выделяются зоны с высокой средне-многолетней скоростью ветра на рассматриваемой территории.

2. *Транспортная доступность и монтаж оборудования*. Необходимо учитывать возможность доставки основных компонентов ВЭУ и строительной техники, принимая во внимание наличие ограничивающих факторов для проезда: особенность дорожного движения; состояние и вид дорожного покрытия; дорожный просвет; несущая способность дорожного покрытия и грунта; ширина дорожного полотна; радиус поворота дороги; линии электропередач и др. Транспортная доступность площадки ВЭС с учетом состояния транспортной инфраструктуры в России и большими расстояниями, часто бывает решающим фактором, как при выборе площадки ВЭС, так и при выборе модели ВЭУ.

3. *Близость площадки к государственным электрическим сетям, имеющим требуемую пропускную способность*. Увеличение расстояния до электрических сетей ведет к увеличению капитальных затрат на реализацию проекта. Предпочтение должно отдаваться площадкам, рядом с которыми имеются действующие трансформаторные подстанции, удовлетворяющие требуемым мощностям. При размещении ВЭУ на площадке ВЭС необходимо учитывать, что расстояние от ВЭУ

до линии электропередач должно быть не менее 1,2 высоты ВЭУ. Для технического присоединения ВЭС необходимо оценить: расстояние до центральной энергосети (расходы по подключению), стоимость строительства объектов выдачи мощности и технологического присоединения к электрическим сетям, определение оптимальной для инвестора ВЭС точки технологического присоединения, ограничения мощности ВЭС со стороны энергосистемы, и т.п. При выборе площадки ВЭС, интегрируемой в состав локальной энергосистемы, следует также учитывать:

- площадка ВЭС должна быть сосредоточена недалеко от потребителя или существующей системы энергоснабжения, например, дизельной электростанции (ДЭС), и вблизи существующих дорог;

- шумовое воздействие ВЭС должно быть минимальным: расстояние от ВЭС до потребителя с нормируемыми показателями шума должно составлять не менее 300 м.

4. *Повышенные требования к земельному участку согласно градостроительному кодексу РФ, связанные с юридическими, экологическими аспектами и социальными ограничениями:*

- юридические аспекты, такие как собственность земли, зональные проблемы и права на смежную землю (например, при учете ресурсов ветра);

- экологические аспекты, такие как наличие экологически чувствительных зон, миграционные маршруты птиц и наличие вымирающих видов;

- проблемы социальные, такие как визуальные, проблема шума, расстояние до жилых построек, наличие культурных исторических и археологически важных зон, конкурирующие направления использования земли, помехи микроволновые и другие аспекты.

- наличие согласования мест размещения ВЭУ с организациями, на чьем балансе имеются радиоэлектронные средства (Министерство обороны, предприятие по надзору за электросвязью, департамент по авиации и другие).

5. *Проблемы безопасности, связанные с близостью ВЭУ к жилым зонам или трассам для туристов.* Расстояние должно составлять не менее 300 м от внешней точки лопасти ветроколеса ВЭУ до территории жилой застройки, участков детских дошкольных учреждений, образовательных учреждений, учреждений и парков отдыха, спортивных сооружений, учреждений здравоохранения и др.

6. *Принадлежность площадки для размещения ВЭУ к территориям, на которых запрещено строительство ВЭУ.* В соответствии с СНиП II-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий» [14] размещение ВЭУ запрещается:

- в пределах особо охраняемых природных территорий (заповедник, национальный парк, заказник, памятник природы), а также охранных зон особо охраняемых природных территорий;

- в пределах природных территорий, подлежащих специальной охране:

- курортные зоны, зоны отдыха и туризма;

- ландшафтно-рекреационные зоны;

- прибрежные полосы поверхностных водных объектов;
- первый пояс зон санитарной охраны поверхностных и подземных источников водоснабжения, а также зон санитарной охраны лечебных минеральных вод и лечебных сапропелей;
- санитарно-защитные полосы водоотводов и площадок водопроводных сооружений;
- водоохраные леса;
- защитные леса;
- под линиями электропередач;
- на затопливаемых территориях;
- площадка не должна располагаться в местах залегания полезных ископаемых или в зоне обрушения выработок, на закарстованных или оползневых участках и участках, загрязненных радиоактивными выбросами.

7. *Наличие требуемого размера территории для установки ВЭУ и дополнительного оборудования.* Площадки под строительство ВЭС по размерам и конфигурации должны обеспечивать удобное взаимное размещение сооружений при минимальных длинах инженерных коммуникаций, а также соблюдение санитарных, противопожарных, экологических и специальных требований. На площадке ВЭС зачастую требуется размещение повышающей трансформаторной подстанции, а также площадки для обслуживания ВЭУ и разворотной площадки, помимо площадки для установки ВЭУ. Размеры территории определяются для каждой конкретной модели ВЭУ.

Рекомендуется выбирать площадки для строительства ВЭС берегового размещения с учетом следующих условий:

- грунты, слагающие площадку, должны допускать строительство зданий и сооружений, а также установку соответствующего оборудования;
- уровень грунтовых вод должен быть ниже глубины заложения подвалов зданий и подземных инженерных коммуникаций;
- поверхность площадки должна быть относительно ровной с уклоном, обеспечивающим поверхностный водоотвод.

Выбранный для размещения ВЭС земельный участок в конечном итоге должен обеспечивать: максимизацию выработки электроэнергии ВЭС; минимизацию турбулентности; минимизацию уклона поверхности земли; соблюдение ограничений по размещению ВЭС вблизи объектов инфраструктуры (здания, дороги, ЛЭП, трубопроводы); соблюдение санитарных норм в местах с нормируемыми показателями шума; и оптимизацию строительных работ.

Выбор перспективных площадок под офшорные ВЭС проводится на доступной площади в рассматриваемой акватории. Предварительно проводится оценка доступной площади для размещения офшорных ВЭС в рассматриваемой акватории, удалённой от берега на расстоянии от 1,5 км до 50 км (допускается до 100 км) и на глубине моря не более 50 метров. Строительство офшорных ВЭС на глубине

более 50 м по техническим и экономическим соображениям в настоящее время является не целесообразным. Подводные строительно-монтажные работы на больших глубинах чрезвычайно дороги и опасны. Для оценки глубин на предварительно намеченной площади необходимо провести их мониторинг с использованием специальных программ, например, «Google Earth Pro». На доступной площади выбирается площадка офшорной ВЭС в соответствии с выше перечисленными критериями. Для возможности технического присоединения необходимо провести анализ местоположения существующих подстанций напряжением не ниже 110 кВ на побережье рассматриваемой акватории.

Выбор площадки ВЭС условно можно разделить на пять главных этапов [15].

Этап №1 – Выбор вариантов потенциальных площадок ВЭС.

Этап №2 – Исследование возможности передачи электроэнергии для выбранных площадок ВЭС.

Этап №3 – Техничко-экономическое обоснование (ТЭО) строительства ВЭС на площадках.

Этап №4 – Проведение ветровых измерений на выбранных площадках и анализ полученных данных.

Этап №5 – Сбор исходно-разрешительной документации для проведения проектно-изыскательских работ.

Данные пять этапов условно можно объединить в виде этапа формирования бизнес-идеи и этапа предпроектной проработки. Более подробно данные этапы рассматриваются в пп. 9.1–9.2 главы 9.

8.4.2. Пример выбора площадки сетевой ВЭС на территории Астраханской области

Исследуя Астраханскую область для размещения площадки ВЭС было выявлено, что данный регион характеризуется низкой плотностью населения и стоимостью земельных участков, большую часть региона занимают степи и пустыни, кроме низовий Волги.

Анализ ветровых ресурсов по территории Астраханской области выявил, что по ветровой активности для размещения ВЭС наиболее перспективны территории, расположенные рядом с рекой Волга, где относительно высокие ветра на высоте 10 метров (среднегодовое 3–5 м/с). По ветровой активности было намечено четыре площадки ВЭС, расположенные рядом с МС.

1. Площадка ВЭС №1 с доступной площадью около 65 км², расположенная рядом с МС Аэропорт.

2. Площадка ВЭС №2 с доступной площадью около 56 км², расположенная рядом с МС Досанг.

3. Площадка ВЭС №3 с доступной площадью около 63 км², расположенная рядом с МС Черный Яр.

4. Площадка ВЭС №4 с доступной площадью около 5 км², расположенная рядом с МС Зеленга.

Площадка ВЭС №4 расположена в местности, где много рек и дорога проходит через различные речные переправы. Это затрудняет доставку крупногабаритного оборудования на площадку ВЭС. Так же рядом с площадкой ВЭС №4 находится много заповедных зон. Поэтому при выборе площадки ВЭС далее этот вариант не рассматривается. Сравнение трех вариантов площадок ВЭС представлено в табл.8.7.

Таблица 8.7

Сравнительный анализ вариантов площадок ВЭС на территории Астраханской области

№ площ. ВЭС	\bar{V}_0 , м/с	Преобл. направл. ветра	Тип грунта на пл. ВЭС	Расстояние до сети, км	Трансп. доступность	$F_{дост.}$, км ²	$N_{дост.}$, МВт
1 (МС Аэропорт)	4,6	Преобл. вост.(26,8%) направление	Бурые полупустыни. супесчаные почвы	4,5 км до ПС Астрахань 220/110 кВ	3 км до трассы Р-22	65	503,5
2 (МС Досанг)	3,4	Преобл. вост. (20,27%) и зап. (16,5%) направления	Бурые полупустыни. супесчаные почвы	10 км до ПС Тяговая-1 220 кВ	2 км до трассы 12Р-001	56	168
3 (МС Черный Яр)	3,1	Преобл. вост. (16,8%) и с.-вост.(16,4%) направления	Светло-каштановые солонцеватые, суглинистые почвы	4 км до ПС Черный Яр 220/110 кВ	2 км до трассы Р-22	63	126

В результате анализа по совокупности всех критериев в качестве первоочередной была выбрана площадка ВЭС №3 с меньшей ветровой активностью, расположенная на расстоянии 4,3 км от МС Черный Яр. Рядом проходит федеральная трасса Р-22 и протекает река Волга (рис. 8.4). Рельеф местности в радиусе площадки ВЭС №3 примерно однородный, что облегчает размещение ВЭУ на площадке ВЭС. Ближайший населенный пункт находится на расстоянии 3 км от площадки. Доступен большой участок земли под размещение ВЭС площадью более 60 км², доступная мощность для присоединения к ПС – 126 МВт.

Многолетние энергетические характеристики ветра на площадке ВЭС принимались аналогичными на площадке МС Черный Яр. На рисунках 8.5–8.6 приведены многолетние повторяемости скорости и направлений ветра на 10 м на площадке МС Черный Яр.

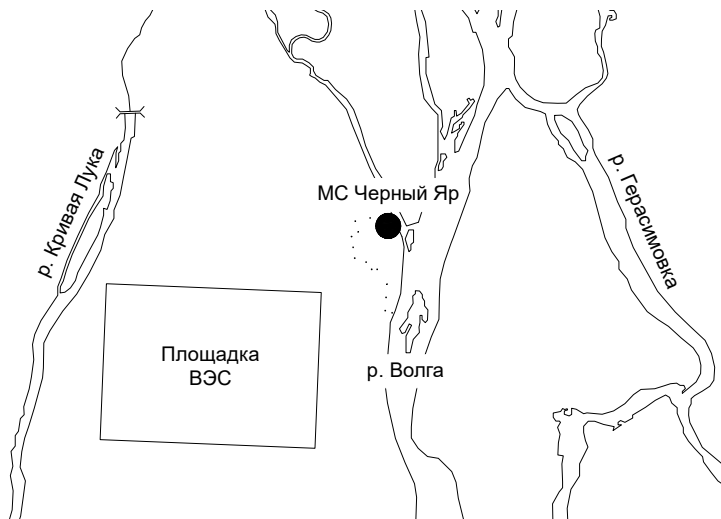


Рис. 8.4. Расположение МС Черный Яр площадки ВЭС №3

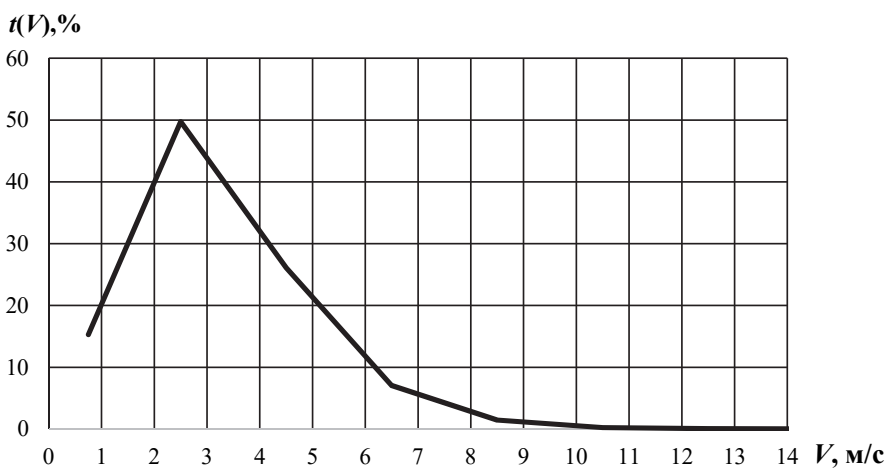


Рис. 8.5. Многолетняя повторяемость скорости ветра на высоте флюгера 10 м на площадке МС Черный Яр

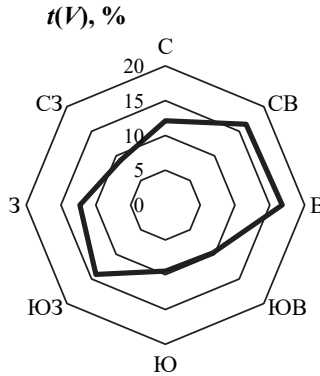


Рис. 8.6. Многолетняя повторяемость направлений ветра на высоте флюгера 10 м на площадке МС Черный Яр

8.4.3. Пример выбора площадки сетевой ВЭС на территории Самарской области

По ветровой активности, транспортной доступности и возможности технического присоединения к ЛЭП были намечены две площадки ВЭС на территории Самарской области (табл. 8.8).

Таблица 8.8

Сравнительный анализ вариантов площадок ВЭС на территории Самарской области

№ площ. ВЭС	\bar{V}_0 , м/с	Преобл. направл. ветра	Тип грунта на пл. ВЭС	Расстояние до сети, км	Трансп. доступность	$F_{\text{дост.}}$, км ²	$N_{\text{дост.}}$, МВт
1	3,7	Роза ветров равномерная с несуществ. преобл. западного (14,6%) направления	Скальные, известняки, пески, глины	29,4 км до ПС Шигоны 110 кВ	5,2 км до трассы 36Н-692	2,707	6
2	4,1	Роза ветров равномерная с несуществ. преобл. западного (11,0%) направления	Чернозем, пески, глины	37,4 км до ПС Кировская 220 кВ	2,2 км до трассы 36К-381	5,125	11,1

Для окончательного выбора площадки под размещение ВЭС было проведено сравнение предварительно выбранных площадок, результаты сравнения сведены в табл. 8.8. Расположение выбранных площадок на карте ОЭС Самарской области представлено на рис. 8.7.

В результате анализа в качестве первоочередной была выбрана площадка ВЭС – вариант №2, наиболее подходящая для размещения ВЭС между Федеральной трассой М5 и такими населенными пунктами как Колодинка, Мирный, Светлое поле недалеко от реки Сок. Доступен участок земли под размещение ВЭС площадью более $F_{\text{дост.}} = 5,125 \text{ км}^2$. Расположение площадки ВЭС и ближайших к ней подстанций (ПС) представлено на рис. 8.8.



Рис. 8.7. Расположение выбранных площадок на карте ОЭС Самарской области

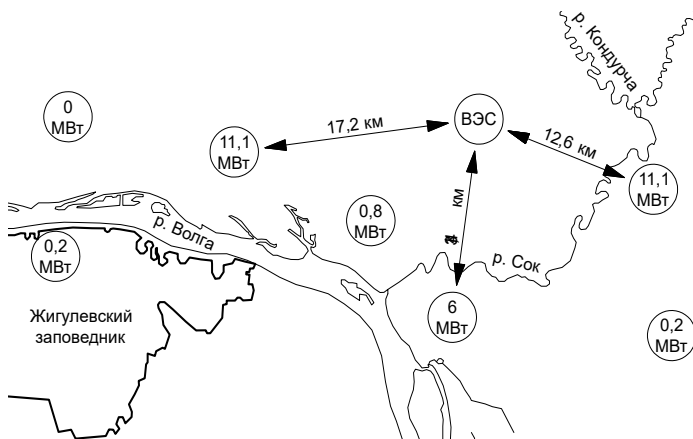


Рис. 8.8. Расположение площадки ВЭС от ближайших ПС

8.4.4. Пример выбора площадки сетевой ВЭС на территории Краснодарского края

Анализ ветровых ресурсов по территории Краснодарского края выявил, что оптимальной зоной для размещения ВЭС являются побережья Азовского и Черного морей. Исследуя побережье Черного моря для размещения площадки ВЭС было выявлено, что данный регион характеризуется высокой плотностью населения и стоимостью земельных участков, а также в регионе находится большое количество курортных и природоохранных зон. Также побережье Черного моря имеет холмистый и гористый тип местности, что вызовет трудности при размещении ВЭС на площадке ВЭС и создании транспортной инфраструктуры.

Побережье Азовского моря имеет более благоприятные условия для размещения ВЭС: более низкая плотность населения; меньшее количество курортных зон, что значительно уменьшает стоимость земельных участков в данном регионе. Проанализировав эти данные, были предложены следующие варианты местоположения площадки ВЭС на побережье Азовского моря:

– площадка ВЭС №1 – южнее поселка Должанка (данные МС Должанка) (рис. 8.9);

– площадка ВЭС №2 – вблизи поселка Лиманное в Приморско-Ахтарском районе (данные МС Приморско-Ахтарск) (рис. 8.9);

– площадка ВЭС №3 – юго-западной поселка Приморский в Темрюкском районе (данные МС Керчь) (рис. 8.10);

– площадка ВЭС №4 – поселком Береговой и Гаркуша в Темрюкском районе (данные МС Керчь) (рис. 8.10).

Для окончательного выбора площадки ВЭС было проведено сравнение четырех предварительно выбранных площадок (табл. 8.9).

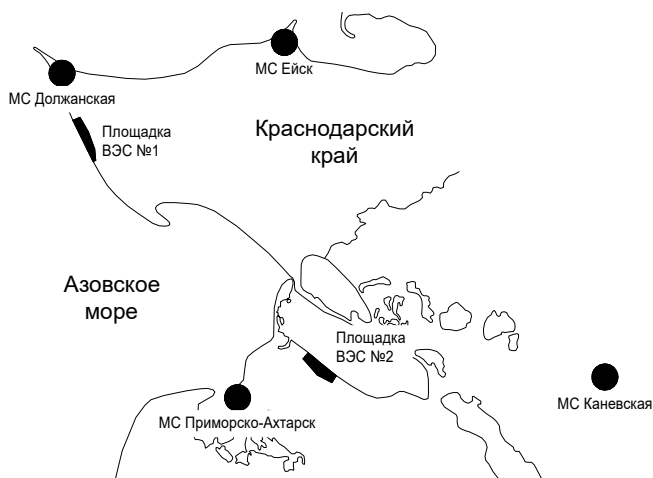


Рис. 8.9. Расположение выбранных площадок ВЭС №1 и №2



Рис. 8.10. Расположение выбранных площадок ВЭС №3 и №4

Таблица 8.9

Сравнительный анализ вариантов площадок ВЭС на территории Краснодарского края

№ площ. ВЭС	\bar{V}_0 , м/с	Преобл. направл. ветра	Тип грунта на пл. ВЭС	Расстояние до сети, км	Трансп. доступ- ность	$F_{\text{дост.}}$, км ²	$N_{\text{дост.}}$, МВт
1	3,3	Преобл. восточное (20,6%) и северо-восточное (18,6%) направления	Глины, алевролит, пески, прослой песчаников, известняков-ракушечников, мергелей	18 км до ПС Моревская 110 кВ	39,8 км до трассы 03К-001	19,6	6
2	4,5	Преобл. восточное (26,1%) направление	Глины, пески с прослоями болотных мергелей, суглинки, супеси	12 км до ПС Приморско-Ахтарск 110 кВ	9,8 км до трассы 03К-011	7,9	6
3	4,4	Роза ветров равномерная с несуществ. преобл. северо-восточного (19,0%) направления	Пески, песчанистые глины с прослоями песчаников, известняков-ракушечников, мергелей, алевролитов	11 км до ПС Выше-стеблиевская 110-220 кВ	8,8 км до трассы А-290	1,05	469,8
4	4,4	Роза ветров равномерная с несуществ. преобл. северо-восточного (19,0%) направления	Пески, песчанистые глины с прослоями песчаников, известняков-ракушечников, мергелей, алевролитов	32 км до ПС Выше-стеблиевская 110-220 кВ	1,9 км до трассы А-290	8,5	84,6

Среднегодовое энергетические характеристики ветра ближайших МС к потенциальным площадкам ВЭС представлены в табл. 8.10.

Таблица 8.10

Среднегодовое энергетические характеристики ветра ближайших МС к потенциальным площадкам ВЭС на высоте 10 м

Название МС	V_0 , м/с	V^{max} , м/с	C_V	$N_{уд.}$, кВт/м ²	$\Xi_{уд.}$, кВт·ч/м ² в год
Должанка	3,27	16,0	0,59	0,05	439,3
Приморско-Ахтарск	4,5	23,3	0,54	0,11	991,2
Керчь	4,4	98,0	0,53	0,11	999,1

Анализ данных по выбранным площадкам ВЭС:

- площадка №1 находится рядом с особо охраняемыми зонами, что накладывает значительные ограничения на постройку ВЭС. Также транспортная инфраструктура потребует значительных вложений для обеспечения доставки оборудования на площадку ВЭС;

- площадка №2 расположена на грунтах по своим свойствам близким к глинистым грунтам, чья несущая способность очень низкая, и не подходящая для установки ВЭУ с единичной мощностью более 1 МВт;

- площадка №3 не имеет ограничений для размещения ВЭС, но располагает малой площадью;

- площадка №4 так же не имеет ограничений для размещения ВЭС, но она располагается дальше от энергосистемы, чем площадка №3, но имеет большую доступную площадь для размещения ВЭС.

Таким образом, для строительства ВЭС на территории Краснодарского края в зависимости от мощности ВЭС рекомендуется рассматривать площадки №3 и №4.

8.4.5. Пример выбора площадки ВЭС, интегрируемой в состав ДЭС с. Новиково

Выбор площадки ВЭС проводится в радиусе 5 км от села Новиково (там же и МС Новиково), энергоснабжение которого осуществляется от ДЭС, расположенной на окраине села.

Выбор площадок ВЭС производится по топографическим картам с учетом: большего ветрового потенциала выбираемых площадок по сравнению с площадкой села Новиково; транспортной доступности для завоза оборудования; наличия земли не менее 1 км² под размещение ВЭС; требуемой мощности ВЭС при минимальной затененности от соседних ВЭУ и естественных возвышенностей (холмов).

Местность в радиусе 5 км от села Новиково холмистая (рис. 8.11). Холмы расположены перпендикулярно преобладающему направлению ветра, поэтому

моделирование скорости ветра на намеченных площадках ВЭС следует производить по данным МС Новиково с учетом микроклиматических эмпирических поправочных коэффициентов на рельеф местности k_m для вершины с относительным превышением, м по данным табл. 6.6:

$$100 \div 200 \text{ м} - k_m = 1,3 \div 1,7; 200 \div 300 \text{ м} - k_m = 1,6 \div 1,9.$$

В радиусе 5 км от села Новиково наиболее перспективными площадками ВЭС по критерию наибольшего ветропотенциала, свободной площади являются площадки в трех точках (рис. 8.11). Поскольку в точке №1 превышение высотной отметки над уровнем моря по сравнению с высотной отметкой МС Новиково составляет около 140 м, то диапазон значений микроклиматического коэффициента изменения скорости ветра в предполагаемой точке установки ВЭС – $k_m = 1,3 \div 1,7$, был принят в расчетах «1,4».

Аналогично была проведена оценка ветровых ресурсов в точках №2 и №3. Также с учетом формы холмов была проведена оценка «свободной» площади под размещение ВЭС (табл. 8.11).

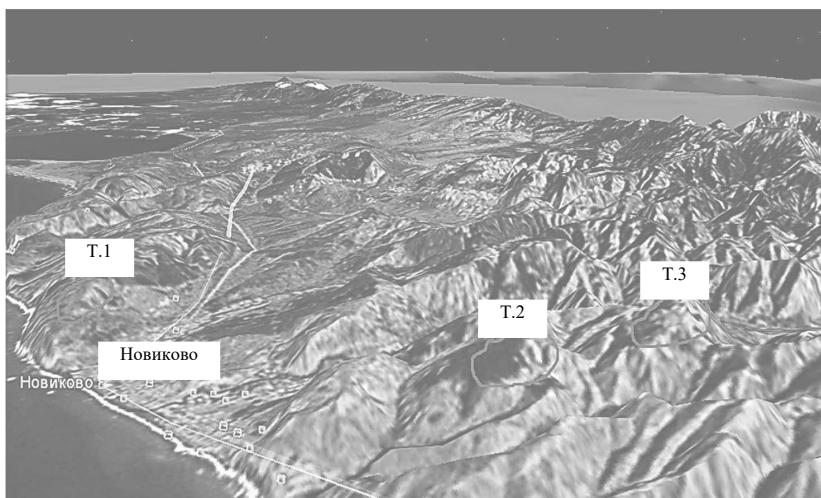


Рис. 8.11. Ландшафт местности в радиусе 5 км от МС Новиково и местоположение трех предварительно выбранных площадок

На практике выбор площадок ВЭС проводят по региональным картам распределения средней скорости (или удельной мощности) ветра, которые могут быть получены с использованием специальных программ, например, программы WAsP. На рисунке 8.12 представлена региональная карта распределения средней скорости ветра в радиусе 5 км от села Новиково, построенная по многолетним наблюдениям скорости ветра на МС Новиково на высоте 10 м с использованием программы WAsP.

Сведения по трем перспективным площадкам ВЭС

Название	Высота над уровнем моря, м	Удаление от МС Новиково, км	Среднем. скорость ветра, м/с	Уд. мощность ветрового потока, Вт/м ²	«Свободная» площадь под размещение ВЭС, км ²
МС Новиково	11	0	3,8	165	–
точка 1	150	1,4	5,3	285	1,68
точка 2	175	3,4	6,0	412	
точка 3	240	4,6	6,6	546	1,6

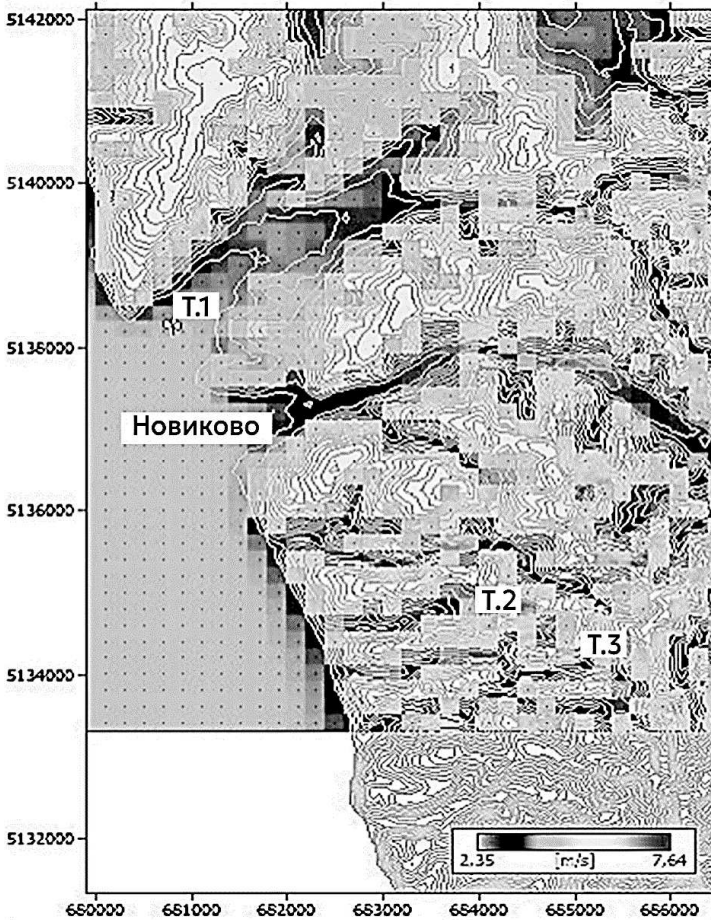


Рис. 8.12. Распределение среднегодовой скорости ветра на высоте 10 м в радиусе 5 км от МС Новиково

Сопоставление выбранных площадок выявило, что наибольший ветроэнергетический потенциал наблюдается в точках №2 и №3, но они находятся в условиях более сложного рельефа и отсутствия дорог, строительство ВЭС в этих точках потребует создания транспортной инфраструктуры. Точка №1 расположена наиболее близко к МС Новиково и рядом находится дорога. Таким образом, в качестве площадки ВЭС выбрана площадка в точке №1.

8.4.6. Пример выбора площадки офшорной ВЭС в акватории Балтийского моря у побережья Калининградской области

Оценка доступной площади для размещения офшорных ВЭС в акватории Балтийского моря у побережья Калининградской области, протяженность береговой линии которой составляет около 147 км, проводилась для акваторий, удалённых от берега на расстоянии от 1,5 км до 50 км и на глубине моря не более 50 метров. Для оценки глубин на предварительно выделенной территории был проведен их мониторинг с использованием программы «Google Earth Pro».

Были получены необходимые данные по рельефу дна и составлена карта (рис. 8.13), на которую нанесена примерная граница в акватории Балтийского моря, показывающая пригодную по всем критериям территорию под строительство офшорных ВЭС.

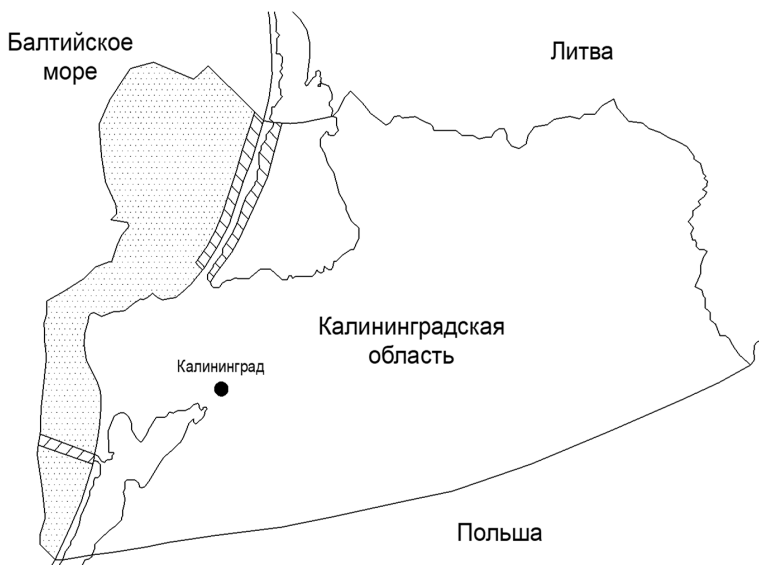


Рис. 8.13. Доступная площадь для размещения офшорных ВЭС в акватории Балтийского моря у побережья Калининградской области

За пределами этой территории, по техническим и экономическим соображениям в настоящее время строительство офшорных ВЭС является не целесообразным. Рассчитанная доступная площадь для размещения офшорных ВЭС в акватории Балтийского моря – 2942 км² (на рис. 8.13 выделена точечной штриховкой). На выделенной территории существуют ограничения природоохранной и судоходной деятельности (обозначены штриховкой) для размещения офшорных ВЭС. Вблизи береговой линии Балтийского моря расположены три ПС (класс напряжения 110/15 кВ): Светлый, Светлогорск, Зеленоградск, суммарная свободная мощность которых составляет 81 МВА.

Поскольку, отсутствуют фактические данные наблюдений в акватории Балтийского моря, то для оценки ветровых ресурсов в морской акватории были использованы данные наземных МС с сайта «Расписание погоды», минимально удаленных от предполагаемой территории для размещения офшорных ВЭС. Перечень отобранных наземных МС и расстояние от них до ближайших береговых подстанций представлен в табл. 8.12. Были рассчитаны среднегодовые энергетические характеристики ветра на площадках береговых МС Балтийского моря (табл. 8.13).

Таблица 8.12

Данные по береговым МС и ближайшие к ним ПС

Название береговой МС	Координаты МС		Высота над уровнем моря, м	Название ПС	Расстояние до ПС, км
	с.ш.	в.д.			
Советск	55°05'	21°53'	37	Светлый	123
				Светлогорск	111
				Зеленоградск	92,2
Светлогорск	54°57'	20°14'	20	Светлый	32,5
				Светлогорск	4,44
				Зеленоградск	15,3
Калининград, АМСГ	54°43'	20°29'	27	Светлый	24
				Светлогорск	31,6
				Зеленоградск	24
Железно-дорожный	54°22'	21°19'	52	Светлый	84,6
				Светлогорск	97,2
				Зеленоградск	83,5
Балтийск	54°39'	19°55'	4	Светлый	13,1
				Светлогорск	35,7
				Зеленоградск	47,6
Черняховск	54°38'	21°47'	27	Светлый	108
				Светлогорск	109
				Зеленоградск	91,2
Мамоново	54°28'	19°57'	23	Светлый	25
				Светлогорск	54,3
				Зеленоградск	62

**Среднеголетние энергетические характеристики ветра
ближайших береговых МС к потенциальным площадкам ВЭС на высоте 10 м**

Название МС	V_0 , м/с	V^{max} , м/с	C_V	$N_{уд.}$, кВт/м ²	$\mathcal{E}_{уд.}$, кВт·ч/м ² в год
Советск	3,7	20	0,58	80	717,73
Светлогорск	3,6	39	0,63	110	990,12
Калининград, АМСГ	2,3	12	0,60	20	195,83
Железно- дорожный	2,8	39	0,62	70	584,59
Балтийск	4,2	40	0,73	170	1526,99
Черняховск	2,2	12	0,62	20	174,00
Мамоново	4,1	22	0,59	100	872,29

В результате полученных расчетов было выявлено, что наибольшая ветровая активность наблюдается в районе расположения МС Мамоново, Балтийск, Советск и Светлогорск. На площадках этих метеостанций отсутствуют преобладающие направления ветра. Учитывая данные по интенсивности ветра и удаленность ПС от береговых МС (табл. 8.12–8.13) на предварительно выделенной территории под размещение офшорных ВЭС в акватории Балтийского моря были выбраны две площадки, наименее удаленные от МС Балтийск и Светлогорск, которые удовлетворяют всем описанным критериям. На рисунке 8.14 выбранные площадки показаны и обозначены, как «1» и «2».



**Рис. 8.14. Местоположение выбранных площадок офшорных ВЭС
в акватории Балтийского моря у побережья Калининградской области**

8.5. Оценка долгосрочных ветровых ресурсов на площадке ВЭС

8.5.1. Методы оценки долгосрочных ветровых ресурсов на выбранной площадке ВЭС

Различают следующие методы оценки долгосрочных ветровых ресурсов на рассматриваемой площадке ВЭС:

- экологические методы;
- методы, использующие данные атласов ветров;
- математическое моделирование;
- статистические методы;
- методы на основе использования длительных рядов наблюдений [15].

Каждый из выше перечисленных методов имеет свои плюсы и минусы и может применяться на разных этапах рассмотренного выше процесса выбора площадок ВЭС в зависимости от наличия исходных данных.

8.5.2. Экологические методы

Экологические методы применимы на начальных этапах выбора площадки ВЭС (этап №1) при полном отсутствии (или ограниченном объеме) требующихся данных о ветре. Они позволяют приблизительно оценить интенсивность ветра в виде среднесноголетней скорости по признакам деформации растительности (или деревьев). Для оценки степени деформации вводятся индексы деформации, характеризующие степень деформации растительности (или деревьев) от интенсивности среднесноголетней скорости [13].

Эти методы применимы для трех типов местности: прибрежные территории, речные долины и ущелья с наличием сильной направленности (канализации) ветров и особенно в гористой местности, поскольку моделирование ветра по данным наземных МС в таких районах затруднено из-за значительных изменений ветра на небольших территориях, которые очень трудно идентифицировать.

Многочисленные зарубежные исследования позволили выявить зависимость деформации дерева от среднесноголетней скорости ветра. Ветры, дующие в одном направлении, приводят к полеганию стволов деревьев. Выявлено, что степень полегания стволов деревьев и продолжительность их жизни зависит от интенсивности ветра. Для оценки степени полегания стволов деревьев и продолжительности их жизни были разработаны так называемые индексы деформации, из которых наибольшее распространение получили:

- индексы Griggs-Putnam для хвойных пород деревьев;
- индексы Varsch для лиственных пород деревьев;
- индексы Hiester и Pennell для хвойных и лиственных пород деревьев.

Например, в табл. 8.14 приводятся индексы Griggs-Putnam для хвойных пород деревьев, в соответствии с которыми от значения среднемноголетней скорости ветра на высоте дерева (12,3 м) выделяется восемь классов деформации дерева от «0» класса при отсутствии деформации, до «7» класса, где дерево полегает до высоты 0,3 м и принимает форму куста.

Таблице 8.14

Индексы Griggs-Putnam для хвойных пород деревьев

Индекс	Описание	Высота дерева, м	Скорость ветра на высоте дерева, м/с
0	Дерево не полегает	12,3	3,9
I-II	Минимум полегания	12,2	от 4,7 до 7,7
III	Дерево умеренно полегает	9,1	8,0
IV	Дерево сильно согнуто	9,1	8,3
V	Дерево максимально согнуто	1,2	9,6
VI	Дерево ломается	7,6	8,6
VII	Дерево сгибается до формы куста	0,3	12,1

8.5.3. Методы, использующие данные атласов ветров

Методы, использующие данные атласа ветров, применимы только на начальных этапах выбора площадки ВЭС (этап №1). Они позволяют приблизительно оценить интенсивность ветра в виде среднемноголетней скорости и удельной мощности на высотах, для которых разработаны карты.

Как было сказано п. 8.2, для данных в атласах ветров исключены эффекты от влияния топографии, шероховатости поверхности и прочих препятствий для ветра. Как правило, в атласе ветра включено описание процедуры использования его данных с целью пересчета данных по ветру к фактическим условиям в рассматриваемой точке.

8.5.4. Статистические методы

Статистические методы оценки ветровых ресурсов используют данные по соседним площадкам МС для определения ветровых ресурсов на рассматриваемой площадке ВЭС (или ВИК). Эти методы могут применяться на разных этапах проектирования ВЭС. Например, для аппроксимации данных на площадке ВЭС (или ВИК) на более длительный период, если для соседней к ней площадке доступны данные по долгосрочным и краткосрочным данным по ветру, и одновременно такие же данные есть для площадки ВИК. В этом случае долгосрочный прогноз скорости ветра может быть смоделирован для площадки ВЭС (или ВИК) по данным

соседней МС. Статистические методы могут также использоваться для восстановления данных на разных высотах измерений ВИК, где восстановление будет производиться на одной из высот измерений по данным на другой высоте, где есть полная информация. Рассмотрим два метода, относящихся к статистическим методам:

1. Метод корреляционного предсказания (МКП-метод).

МКП-метод рассмотрим на примере моделирования (или восстановления) короткого ряда скорости ветра на площадке ВЭС ($V_i^{\text{ВЭС}}$, i -номер наблюдения в ряду) на более длительный период по данным ближайшей МС, выбранной в качестве аналога и по которой имеются данные за более длительный период. Обозначим исходный ряд данных для моделирования на площадке МС – $V_i^{\text{МС}}$. Если на МС имеются данные в те моменты времени, когда они присутствуют на площадке ВЭС, и между ними установлена аналитическая зависимость $\bar{V}_i^{\text{ВЭС}} = f(V_i^{\text{ВЭС}})$, то возможно аппроксимация данных на площадке ВЭС ($\bar{V}_i^{\text{ВЭС}}$) по данным МС ($V_i^{\text{ВЭС}}$).

Получение аналитической зависимости $\bar{V}_i^{\text{ВЭС}} = f(V_i^{\text{ВЭС}})$ справедливо только для однородных данных на площадках МС и ВЭС, т.е. ряды данных с одинаковым интервалом представления за общий период и на одинаковой высоте. Учитывая, что исходные данные в разных информационных источниках могут иметь разный интервал представления данных Δt , то предварительно необходимо выбрать (отсортировать) данные на площадках ВЭС и МС для одинаковых моментов времени за общий период.

Выбор МС аналога можно производить на сайте «Расписание Погоды», указав названия ближайших населенных пунктов к площадке ВЭС.

Для построения аналитической зависимости $V_i^{\text{ВЭС-м}} = f(V_i^{\text{ВЭС}})$ методом МКП используется линейная зависимость в виде (8.14):

$$\bar{V}_i^{\text{ВЭС}} = aV_i^{\text{МС}} + b, \tag{8.14}$$

где $V_i^{\text{ВЭС-м}}$, м/с – модельная (или восстановленная) скорость ветра на площадке ВЭС; $V_i^{\text{МС}}$, м/с – скорость ветра на площадке МС; a и b – коэффициенты корреляционной зависимости, которые определяются методом наименьших квадратов по однородным рядам данных на площадках МС и ВЭС по формулам (8.15)–(8.16):

$$a = \frac{n \sum_{i=1}^n V_i^{\text{ВЭС}} \cdot V_i^{\text{МС}} - \sum_{i=1}^n V_i^{\text{ВЭС}} \cdot \sum_{i=1}^n V_i^{\text{МС}}}{n \sum_{i=1}^n (V_i^{\text{МС}})^2 - (\sum_{i=1}^n V_i^{\text{ВЭС}})^2}; \tag{8.15}$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n V_i^{\text{ВЭС}} - a \sum_{i=1}^n V_i^{\text{МС}}}{n}, \tag{8.16}$$

где $V_i^{\text{ВЭС}}$, $V_i^{\text{МС}}$ – однородные ряды скорости ветра на площадках ВЭС и МС; n – количество данных в однородных рядах скорости на площадках МС и ВЭС.

Далее проводится проверка наличия (или отсутствия) корреляционной зависимости между значениями скорости ветра на площадках ВЭС и МС в виде коэффициента корреляции R , который определяется по формуле (8.17):

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (V_i^{MC} - \bar{V}_i^{MC}) \cdot (V_i^{BЭC} - \bar{V}_i^{BЭC})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (V_i^{MC} - \bar{V}_i^{MC})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (V_i^{BЭC} - \bar{V}_i^{BЭC})^2}}, \quad (8.17)$$

где $\bar{V}_i^{BЭC}$ – восстановленные скорости ветра на площадке ВЭС по аппроксимирующей зависимости (8.14) по ряду наблюдений на МС - V_i^{MC} ; \bar{V}_i^{MC} – восстановленные значения скорости ветра на МС по аппроксимирующей зависимости (8.14) по ряду наблюдений на ВЭС $V_i^{BЭC}$. Считается, если $R > 0,75$, то между $V_i^{BЭC}$ и V_i^{MC} существует хорошая корреляционная зависимость.

При восстановлении пропущенных (или ошибочных) данных на разных высотах измерений ВИК, где восстановление будет производиться на одной из высот h_1 по данным на другой высоте ВИК h_2 , где есть полная информация, используются те же формулы (8.14)–(8.15), в которых следует заменить: $V_i^{BЭC}$ на $V_i^{h_2}$ и соответственно V_i^{MC} на $V_i^{h_1}$.

Точность используемого метода МКП для моделирования данных на площадке ВЭС по данным на МС зависит от многих факторов. Во-первых, от учета того, насколько схожи геофизические условия площадок ВЭС и МС; от совпадения или степени расхождения интервала представления данных на площадке ВЭС и на МС и т.д.

Пример. Оцените возможность восстановления среднемесячной скорости ветра в феврале и августе на площадке ВЭС МКП-методом и восстановите пропущенные значения.

Дано: Среднемесячные скорости ветра на площадках МС и ВЭС (V^{MC} , $V^{BЭC}$) представлены в табл. 8.15.

Таблица 8.15

Среднемесячные скорости ветра на площадках МС и ВЭС

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
V_i^{MC} , м/с	5,8	4,4	4,6	4,9	4,1	4,8	3,2	4,1	4,2	5,5	6,1	4,9
$\bar{V}_i^{BЭC}$, м/с	5,6		4,7	4,8	3,8	4,6	3,3		4,4	5,6	5,8	4,8

Решение: Между однородными значениями среднемесячной скорости ветра на площадках МС (V_i^{MC}) и ВЭС ($V_i^{BЭC}$) МКП-методом была получена аналитическая зависимость $\bar{V}_i^{BЭC} = 0,906 \cdot V_i^{MC} + 0,381$ с коэффициентом корреляции 0,98 (рис. 8.15).

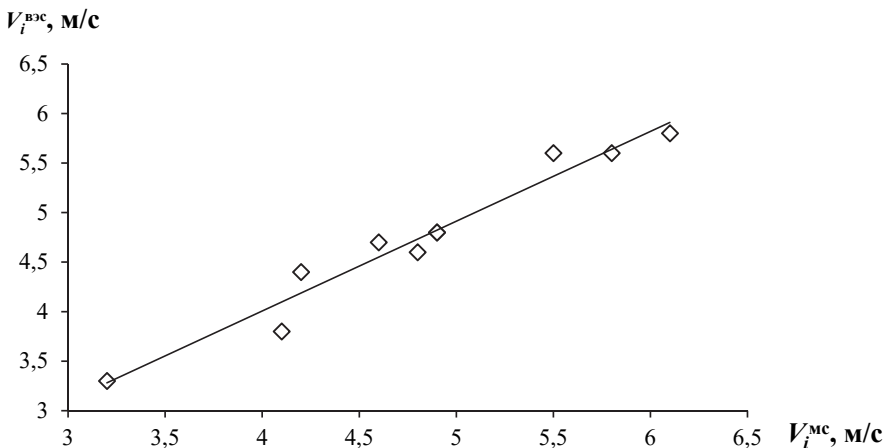


Рис. 8.15. Эмпирическая и аналитическая зависимости между среднемесячными значениями скорости ветра на площадках ВЭС и МС

Восстановление пропущенных значений скорости ветра на площадке ВЭС производим МКП-методом по зависимости:

$$\bar{V}_i^{\text{ВЭС}} = 0,906 \cdot V_i^{\text{МС}} + 0,381.$$

– Февраль:

$$\bar{V}_i^{\text{ВЭС}} = 0,906 \cdot V_i^{\text{МС}} + 0,381 = 0,9063 \cdot 4,4 + 0,3807 = 4,37 \text{ м/с.}$$

– Август:

$$\bar{V}_i^{\text{ВЭС}} = 0,906 \cdot V_i^{\text{МС}} + 0,381 = 0,9063 \cdot 4,1 + 0,3807 = 4,1 \text{ м/с.}$$

Аналогично было проведено моделирование данных на площадке ВЭС по данным МС по зависимости $\bar{V}_i^{\text{ВЭС}} = 0,906 \cdot V_i^{\text{МС}} + 0,381$ и оценена ошибка модели (табл. 8.16), которая не превышает 8%.

Таблица 8.16

Среднемесячные скорости ветра на площадках МС и ВЭС

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$V_i^{\text{МС}}, \text{ м/с}$	5,8	4,4	4,6	4,9	4,1	4,8	3,2	4,1	4,2	5,5	6,1	4,9
$V_i^{\text{ВЭС}}, \text{ м/с}$	5,6	–	4,7	4,8	3,8	4,6	3,3	–	4,4	5,6	5,8	4,8
$\bar{V}_i^{\text{ВЭС}}, \text{ м/с}$	5,64	4,37	4,55	4,82	4,10	4,73	3,28	4,10	4,19	5,37	5,91	4,82
ошибка, %	0,67	–	–3,20	0,45	7,80	2,85	–0,58	–	–4,84	–4,19	1,88	0,45

2. Метод подобия (метод отношений).

Рассмотрим алгоритм данного метода на примере приведения режимных характеристик ветра на площадке ВЭС (или ВИК), полученных по данным кратковременных измерений, к длинному периоду по данным соседней МС, выбранной в качестве аналога. Для этого необходимо располагать данными параллельных наблюдений на площадке ВЭС (или ВИК) и метеостанции, выбранной в качестве аналога [16].

Требования к данным МС:

1. Класс открытости МС по В.Ю. Милевскому должен быть не менее 6. К ним относятся станции открытого местоположения и находящиеся на: равнинной местности; наветренных склонах; склонах пологих возвышенностей, параллельных господствующему направлению ветра; в продуваемых долинах, лощинах, котловинах; затененных местными предметами участках территории, в том числе и городские станции.

2. Период регулярных наблюдений за ветром на МС должен быть не менее 20–25 лет.

Это обеспечивает получение надежных статистических оценок параметров скорости ветра.

Алгоритм метода подобия (отношений).

1. За короткий период на ВЭС (или ВИК) определяем значение Y_K .

2. Определяют два значения на МС: по длинному ряду наблюдений – X_d , второе – по короткому ряду – X_K .

3. Определяют отношение (8.18):

$$K_x = X_d / X_K, \quad (8.18)$$

4. Значение Y_K (скорости ветра или другой климатической характеристики), полученное по данным короткого ряда наблюдений на площадке ВЭС или ВИК, умножают на полученное выше отношение K_x . В итоге получаем приведенное к длинному ряду значение на ВЭС (или ВИК) (8.19):

$$Y_d = K_x \cdot Y_K. \quad (8.19)$$

Пример. Определите среднегодовые значения скорости ветра V_0 и удельной мощности $N_{уд}$ на площадке ВЭС по формуле Марченко.

Дано: Годовая повторяемость скорости ветра на площадке ВЭС – $t_K(V)^{ВЭС}$; многолетняя и годовая (за тот же год, что и на площадке ВЭС) повторяемости на МС – $t_d(V)^{МС}$, $t_K(V)^{МС}$ (табл. 8.17).

Таблица 8.17

Годовые и многолетняя повторяемости скорости на площадках ВЭС и МС

Интервалы скорости, м/с	0–1	2–3	4–5	6–7	8–9	10–11	12–13	14–15	16–17
$t_d(V)^{МС}$, %	10,7	28,4	30,7	18,9	8	2,5	0,6	0,2	0
$t_K(V)^{МС}$, %	9,25	31,85	30,61	17,80	7,51	2,28	0,46	0,23	0,00
$t_K(V)^{ВЭС}$, %	9,25	14,51	34,02	24,85	7,89	6,51	2,28	0,43	0,27

Решение:

Формула А.С. Марченко (5.55) базируется на знании только двух основных параметров уравнения Вейбулла – β и γ , расчет которых произведем по формулам (5.37) и (5.39) соответственно.

В соответствии с алгоритмом:

Определяем среднегодовую скорость ветра V_0 и параметры распределения Вейбулла по короткому ряду на площадке ВЭС:

$$V_0 = 5,4 \text{ м/с}; C_V = 0,55; \gamma = C_V^{-1,069} = 0,55^{-1,069} = 1,91;$$

$$\beta = \bar{V}_0 / \Gamma(1 + \frac{1}{\gamma}) = 5,4 / \Gamma(1 + \frac{1}{1,91}) = 5,4 / 0,887 = 6,06 \text{ м/с}.$$

На площадке МС определяем: среднегодовую скорость по данным длинного ряда – 4,5 м/с и среднегодовую – 4,4 м/с по данным короткого ряда; значения параметров β и γ : для длинного ряда 5,03 м/с и 1,86 и для короткого: 4,92 м/с и 1,88.

3. По данным МС определяем K_x для V_0 , β и γ :

$$\text{для } V_0 - K_x = 4,5/4,4 = 1,02;$$

$$\text{для } \beta - K = 5,03/4,92 = 1,02;$$

$$\text{для } \gamma - K_\gamma = 1,86/1,88 = 0,99.$$

5. Приводим к длинному ряду характеристики на ВЭС:

$$V_0 = 1,02 \cdot 5,4 = 5,52 \text{ м/с}; \beta = 1,02 \cdot 6,06 = 6,2 \text{ м/с};$$

$$\gamma = 0,99 \cdot 1,91 = 1,89.$$

По полученным параметрам $\beta = 6,2$ м/с и $\gamma = 1,89$ произведем оценку $N_{уд}$ по формуле Марченко:

$$\bar{N}_{уд} = 0,5 \cdot \rho \cdot \beta^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{\gamma}\right) = 0,5 \cdot 1,226 \cdot 6,2^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{1,89}\right);$$
$$\bar{N}_{уд} = 206,9 \text{ Вт/м}^2.$$

8.5.5. Математическое моделирование

Методы математического моделирования реализованы в программном обеспечении, включающим в себя широкий спектр решаемых задач, связанных с проектированием и планированием режима ВЭС, в том числе и задачи, используемые для моделирования ветровых ресурсов на разных этапах выбора площадки. На сегодняшний день рынок программного обеспечения развивается в основном за рубежом. Распространение получило программное обеспечение с широкими возможностями для оценки ветропотенциала и выработки электроэнергии ветроэнергетической установкой (ВЭУ) с учетом их технических характеристик и статистических данных по ветру, а также оптимизации расположения ВЭУ относительно друг друга на местности.

Существующее программное обеспечение, используемое в проектной практике, либо для образовательных целей, можно разделить на несколько групп в зависимости от сферы их использования. В таблице 8.18 дан обзор программных продуктов, применяющихся в процессе проектирования в ветроэнергетике в зависимости от сферы их использования.

Таблица 8.18

**Программные продукты, используемые в процессе проектирования
в ветроэнергетике**

Программное обеспечение	Разработчик	Последняя версия ПО	Лицензия	Сертификация	Примечания
Предварительная оценка эффективности использования энергии ветра					
RETScreen	Правительство Канады	RETScreen Expert Version 8	Открытый онлайн сервис	–	Комплексная оценка эффективности
Wind Data Generator (WDG)	NCAR	–	Открытое ПО	–	Создание ветровых атласов
Моделирование ветровых потоков					
WAsP	DTU Wind Energy	12	Проприетарное ПО	Да	–
WindSim	Vector AS	8.0	Открытое ПО	Да	–
Моделирование и визуализация ВЭС					
openWind	AWS Truepower	–	Проприетарное ПО	Да	–
WindPRO	EMD International A/S	3.5	Проприетарное ПО	–	–
WindFarmer: Analyst	DNV GL	1.0	Проприетарное ПО	–	–
Мониторинг ВЭС					
WindPRO	EMD International A/S	3.5	Проприетарное ПО	Да	Performance check; TR10

Наибольшее распространение при проектировании ВЭУ и ВЭС получил широко известный программный комплекс WindPRO [6, 17], который имеет модульную структуру и включает в себя широкий спектр решаемых задач. Точность оценки ветроэнергетических ресурсов (ВЭР) в конкретном месте расположения ВЭС в программном комплексе WindPRO повышается за счет использования цифровой модели рельефа местности высокого разрешения (шаг сетки 1–20 м) и цифровой модели шероховатости поверхности высокого разрешения (шаг сетки 1–500 м). Дополнительное повышение точности достигается в результате программного прогнозного корреляционного анализа (МКП-метод) данных мезомасштабного моделирования с данными натуральных измерений на ветроизмерительных комплексах.

Программный комплекс WindPRO относится к проприетарному программному обеспечению, требует предварительного обучения для профессионального использования и имеет высокую стоимость, поэтому на кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» был разработан программный комплекс «Wind Turbine» [18], при создании которого учитывались следующие требования:

- простота и интуитивность в работе, наглядность пользовательского интерфейса;
- возможность получения исходных данных из открытых источников и ввода данных, полученных пользователем из других источников;
- наличие процедур, как ручного, так и автоматического ввода различных условий расчета, ограничений и параметров;
- формирование результатов расчетов, доступных и удобных для дальнейшего использования;
- простота реализации и дальнейшей поддержки разработанного программного обеспечения;
- возможность расширения спектра решаемых задач.

Программный комплекс «Wind Turbine», так же, как и другие аналогичные программные продукты, имеет модульную структуру и состоит из пакета с тремя модулями:

- расчет ветроэнергетического кадастра;
- пересчет скорости ветра в точку расположения ВЭС на высоту башни ВЭУ;
- расчет выработки ВЭУ.

Структурная схема, отображающая связи между модулями программного комплекса «Wind Turbine», а также их связи с подключенными базами данных, показана на рис. 8.16.

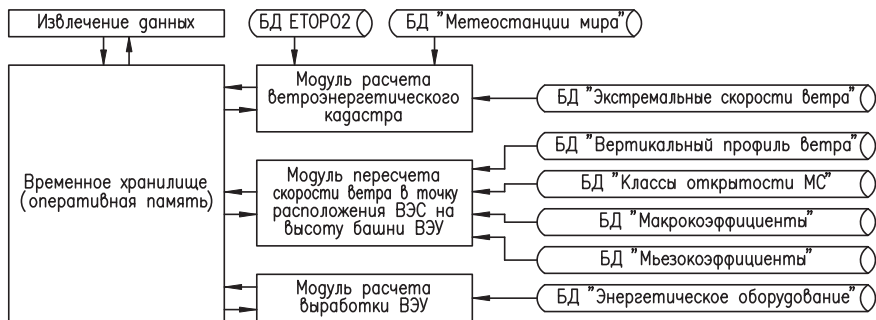


Рис. 8.16. Увеличенная структурная схема программного комплекса «Wind Turbine»

В программном комплексе «Wind Turbine» используется несколько оригинальных баз данных, часть из которых была разработана сотрудниками кафедры Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии (ГВИЭ) НИУ «МЭИ»: БД «Вертикальный профиль ветра», БД «Классы открытости МС», БД «Энергетическое оборудование». База данных «ЕТОРО2» является разработкой NOAA [19], а базы данных «Микрокоэффициенты» и «Мезокоэффициенты» разработаны сотрудниками кафедры ГВИЭ НИУ «МЭИ» по данным ГГО им. А.И. Воейкова [4].

8.6. Выбор наиболее энергоэффективной модели ВЭУ

8.6.1. Основные критерии и требования, учитываемые при выборе модели ВЭУ

На предварительном этапе выбора марок ВЭУ в качестве основных технических требований следует учитывать:

- единичную номинальную мощность ВЭУ с учетом возможности транспортировки и монтажа;
- климатическое исполнение в соответствии с ГОСТ Р51991-2002 [20];
- класс безопасности ВЭУ в соответствии: с ГОСТ Р54418.2-2014 (МЭК 61400-2:2006) для ВЭУ с единичной мощностью до 100 кВт [21]; с ГОСТ Р54418.1-2012 (МЭК 61400-1:2005) [22] для ВЭУ берегового размещения с единичной мощностью от 100 кВт и выше; с ИЕС 61400-3-1:2019 для ВЭУ морского размещения [23].

Учет факторов при выборе количества ВЭУ и единичной мощности ВЭУ при известной мощности ВЭС.

1. Уменьшение единичной мощности ВЭУ приводит к необходимости установки большего количества ВЭУ. Установка большего количества ВЭУ меньшей единичной мощности приводит к увеличению стоимости строительства основных объектов: дороги, фундаменты, монтажные площадки и ЛЭП с учетом доставки оборудования и строительных материалов.

2. Минимальная мощность единичной ВЭУ определяется размером площадки ВЭС. Площадки, благоприятные для строительства объектов ВЭС по условиям ветроэнергетического ресурса, как правило, ограничены по площади. Поэтому следует учитывать, что при увеличении количества ВЭУ на ограниченной площади, близкое расположение ВЭУ друг относительно друга приведет к взаимному затенению, что скажется на потере выработки ВЭС.

3. Максимальная единичная мощность ВЭУ должна определяться с учетом возможности транспортировки и монтажа. ВЭУ большей мощности из-за больших массогабаритных параметров практически невозможно доставить до стройплощадки и смонтировать в условиях слаборазвитой инфраструктуры.

Исходя из опыта проектирования, организация установки ВЭУ мощностью больше 1 МВт в условиях отдаленных (изолированных) населённых пунктов связана с техническими рисками, а также приводит к росту капитальных затрат на строительство ВЭС.

4. При выборе производителя ВЭУ следует учитывать расположение производителя и выбранной площадки ВЭС, т.е. предпочтение следует отдавать производителям, наиболее близко расположенным к площадке ВЭС.

Исходные данные по характеристикам ВЭУ можно получить из глобальной базы данных «wind-turbine-models.com» [24], в которой представлена информация по 27994 моделям ВЭУ 567 производителей. Из них на 2024 г. только по 333 моделям ВЭУ содержится полная информация, включая мощностные характеристики.

Для предварительно отобранных вариантов ВЭУ следует учесть особенности климата и ветровые условия на площадке ВЭС и исключить варианты, не подходящие по климатическому исполнению и классу безопасности.

8.6.2. Климатическое исполнение ВЭУ

Все виды и типы ВЭУ должны учитывать особенности климата места, где планируется установка ВЭУ или ВЭС. Климатическое исполнение ВЭУ в соответствии с ГОСТ Р 51991-2002 по температурному режиму не менее [20]:

- минус 50 °С – для ВЭУ исполнения УХЛ;
- минус 30 °С – для ВЭУ исполнения У;
- минус 10 °С – для ВЭУ исполнения Т.

Минимальный набор факторов окружающей среды, который должен быть учтен при проектировании ВЭУ:

- влажность;
- перепады температур;
- плотность воздуха;
- атмосферные осадки (дождь, град, снег, иней, гололед);
- атмосферные химически активные вещества;
- запыленность атмосферы (механические частицы);
- гроза;
- сейсмические процессы;
- соляной туман и наличие плесневых грибов (для тропиков).

В соответствии с ГОСТ Р51991-2002 ВЭУ должны допускать в процессе эксплуатации воздействия:

- дождя интенсивности 3 мм/мин для установок и агрегатов исполнений У и УХЛ, интенсивностью 5 мм/мин – для исполнения Т;
- снега, росы, инея, града и гололеда для установок и агрегатов исполнений У и УХЛ;

- солнечной радиации с расчетной интегральной поверхностной плотностью теплового потока (верхнее рабочее значение) до 1125 Вт/м²;
- соляного тумана и плесневелых грибов для исполнения Т;
- воздуха запыленностью не более 2,5 г/м³ для исполнений У, УХЛ, Т;
- ветра скоростью при двухминутном порыве не менее 50 м/с.

При работе ВЭУ в условиях УХЛ климата, необходимо также уделять особое внимание изменению характеристик металлов, пластмасс, композиционных материалов, смазок и масел, электромеханических и электронных изделий при низких температурах. Стали, имеющие низкий порог хладоломкости и склонность к хрупкому разрушению, например, сталь Ст3, чугун СЧ 20, применяющиеся для деталей, которые эксплуатируются на открытом воздухе, должны быть заменены на конструкционные стали северного исполнения, например, сталь 09Г2С, с малой чувствительностью к хрупкому разрушению при низких температурах.

Смазки и масла, применяемые на открытом воздухе, не должны изменять свою вязкость при низких температурах.

Все поставленное оборудование должно быть пригодно для использования в условиях окружающей среды места его нахождения. В случае если необходимо поддержание температуры или влажности внутри каких-либо компонентов на определенном уровне, обязательной является комплектация таких компонентов необходимым для этого оборудованием (термостатирование и обогрев).

Электромеханические и электронные изделия (генераторы, реле, электромагниты, микросхемы, коммутационные устройства), эксплуатируемые в составе системы на открытом воздухе, должны иметь соответствующее климатическое исполнение, гарантирующее их безотказную работу при низких температурах.

При работе узлов ВЭУ не должно происходить значительного нагревания деталей в результате их трения, воздействия электромагнитного поля или др. факторов, т.к. после остановки и при дальнейшем быстром остывании и повышенной влажности в условиях низких температур детали могут примерзнуть и выйти из строя при следующем запуске ВЭУ.

Налипание снега и льда на элементы ВЭУ должно быть минимальным и их необходимо учитывать при определении силовых нагрузок на элементы ВЭУ. При незначительном обледенении лопастей, ВЭУ будет работать с пониженной эффективностью, а при сильном налипании льда ВЭУ должна быть остановлена. Защита элементов ВЭУ от обледенения может происходить одним из способов или их комбинацией:

- периодическое нанесение на поверхности лопастей и других элементов ВЭУ специальных гидрофобных мастик, которые уменьшают интенсивность наледеобразования;

- покраска лопастей и других элементов ВЭУ в черный цвет, которая увеличивает коэффициент поглощения поверхностью солнечного излучения, что так же уменьшает интенсивность намерзания льда;
- обогрев лопастей и других элементов ВЭУ с помощью встроенных ТЭНов;
- обогрев лопастей и других элементов ВЭУ горячим воздухом.

8.6.3. Классы безопасности ВЭУ

Проверка соответствия технических характеристик модели ВЭУ ветровым режимам площадки ВЭС производится по классу безопасности ВЭУ, который характеризуется двумя основными параметрами на высоте оси ветроколеса: экстремальной скоростью порывов ветра за 50-летний период наблюдений $V_{экс.}$ и турбулентностью при средней скорости ветра 15 м/с – I_{15} . Класс безопасности ВЭУ является обязательным параметром в перечне паспортных данных производителя.

В соответствии с ГОСТ Р 54418.1-2012 (МЭК 61400-1:2005) [22] для моделей ВЭУ берегового размещения с мощностью выше 100 кВт [21] и IEC 61400-3-1:2019 [23] для моделей ВЭУ морского размещения выделяются три класса и подкласса безопасности ВЭУ, основные параметры которых приведены в табл. 8.19. Для ВЭУ малой мощности (единичная мощность до 100 кВт) определение принадлежности малых ВЭУ к определенному классу из четырех осуществляется согласно ГОСТ Р 54418.2-2014 (МЭК 61400-2:2006) [21] (табл. 8.20). Значения параметров $V_{экс.}$ и I_{15} приведены для стандартных атмосферных условий (плотность воздуха 1,225 кг/м³).

В таблицах 8.18–8.19 приведены:

$V_{экс.}$, м/с – экстремальная скорость ветра при 10-минутном осреднении;

I, II, III, IV – нормальные классы ВЭУ;

S – специальный класс ВЭУ;

A – подкласс ВЭУ, рассчитанный на повышенную турбулентность;

B – подкласс ВЭУ, рассчитанный на умеренную турбулентность;

C – подкласс ВЭУ, рассчитанный на низкую турбулентность;

I_{15} – ожидаемое значение интенсивности турбулентности воздушного потока при средней скорости ветра 15 м/с, определенной на десятиминутном интервале.

Таблица 8.19

Базовые параметры классов ВЭУ согласно ГОСТ Р 54418.1-2012 (МЭК 61400-1:2005) [22], IEC 61400-3-1:2019 [23]

Класс ВЭУ		I	II	III	S
$V_{экс.}$, м/с		50	42,5	37,5	Расчетные параметры назначаются проектировщиком
A	I_{15}	0,16			
B	I_{15}	0,14			
C	I_{15}	0,12			

**Базовые параметры классов малых ВЭУ согласно
ГОСТ Р 54418.2-2014 (МЭК 61400-2:2006) [21]**

Класс ВЭУ	I	II	III	IV	S
$V_{\text{экс.}}$, м/с	50	42,5	37,5	30	Расчетные параметры назначаются проектировщиком
I_{15}	0,18	0,18	0,18	0,18	

Для перечисленных специальных условий безопасности необходимо назначить класс безопасности *S*. Проектные параметры ВЭУ класса *S* должны быть выбраны проектировщиком и представлены в проектной документации.

Интенсивность турбулентности ветра измеряется, как правило, в течение 10 минут, она влияет на усталостные нагрузки на ВЭУ, т.е. на его надежность. Модели нормальной турбулентности (МНТ) для трех подклассов ВЭУ приведены на рис. 8.17.

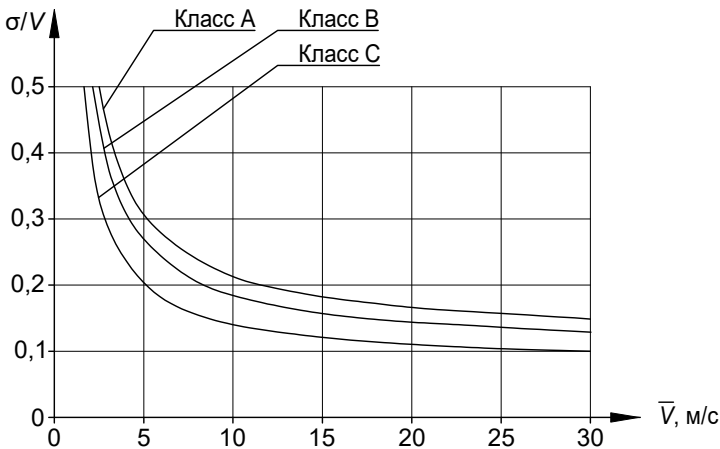


Рис. 8.17. Модели нормальной турбулентности (МНТ) для трех подклассов ВЭУ

Интенсивность турбулентности I определяется как отношение измеренного стандартного отклонения скорости ветра σ_V и соответствующего измеренного значения средней скорости ветра V_0 того же ряда данных, обычно с интервалом 10 минут, по формуле (8.20):

$$I = \frac{\sigma_V}{V_0}. \quad (8.20)$$

Значение турбулентности I_{15} – значение интенсивности турбулентности на высоте оси ветроколеса при средней скорости ветра 15 м/с с десятиминутным осреднением рассчитывается путем прибавления измеренного стандартного отклонения интенсивности турбулентности, умноженного на 1,28 (90% стандартного отклонения турбулентности), к измеренному среднему значению по формуле (8.21).

$$I_{15} = I_{15\frac{M}{C}} + 1,28 \cdot \sigma_{1,15\frac{M}{C}} \quad (8.21)$$

Как правило, на начальных стадиях проектирования данные по турбулентности на разной высоте отсутствуют, так как эта информация может быть получена только после проведения ветромониторинга и выбор моделей ВЭУ производится только по значению экстремальной скорости ветра $V_{\text{экс.}}$.

Для оценки $V_{\text{экс.}}$ для выбранной площадки ВЭС требуются многолетние данные при десятиминутном осреднении за период 50 лет. Как правило, таких данных нет, поэтому для оценки $V_{\text{экс.}}$ прибегают к моделированию. Общее у всех методик то, что для моделирования вероятности $V_{\text{экс.}}$ используется распределение Гамбелла. Также должны быть соблюдены требования стандарта EWTS II [25]. В основе методики Гамбелла используется теоретическое распределение Вейбулла $t^B(V)$, математическое выражение которого имеет вид (8.22):

$$t^B(V) = \Delta V_j \cdot \frac{\gamma}{\beta} \cdot \left(\frac{V}{\beta}\right)^{\gamma-1} \cdot e^{-\left[\frac{V}{\beta}\right]^\gamma}, \quad (8.22)$$

где ΔV_j – интервал j -ой градации; γ и β – параметры функции распределения Вейбулла, параметр γ , о.е. определяет форму рассматриваемой кривой распределения, а параметр β , м/с – масштабный параметр скорости.

Оценка экстремальной скорости ветра производится по одной из формул в зависимости от значения параметра γ распределения Вейбулла:

– при $\gamma < 1,77$ по формуле (8.23).

$$\frac{V_{\text{экс.}}}{V_0} = \frac{1}{\Gamma(1 + 1/\gamma)} \cdot \left[-\ln \left\{ 1 - \exp \left(\frac{\ln(1 - 1/T_{50})}{n} \right) \right\} \right]^{\frac{1}{\gamma}}, \quad (8.23)$$

где V_0 – среднемноголетняя скорость на высоте h ; T_{50} – период повторяемости в 50 лет, $n = 2302$ (определено EWTS II-Part 1-SubC.14) [25];

– при $\gamma > 1,77$ по формуле (8.24):

$$V_{\text{экс.}} = 5 \cdot V_0, \quad (8.24)$$

так как распределение Гамбелла обычно имеет тенденцию недооценивать экстремальную скорость при более высоких значениях коэффициента γ .

Определение экстремальной скорости ветра на высоте h следует проводить в следующей последовательности:

1. По фактической повторяемости скорости ветра на высоте 10 м на площадке ВЭС определить параметры распределения Вейбулла – γ и β .

2. На высотах h (высоты башен предполагаемых вариантов ВЭУ) по модели вертикального профиля ветра определить среднемноголетнюю скорость ветра и параметр β распределения Вейбулла.

3. На высотах h (высоты башен предполагаемых вариантов ВЭУ) определить экстремальную скорость ветра по формуле (8.23) или (8.24) в зависимости от значения параметра γ .

Допущение: принимается, что параметр γ по высоте не изменяется и принимается равным значению γ , определенному на высоте 10 м.

Пример. Требуется определить классы безопасности ВЭУ с высотой башни от 80 м до 110 м для ветровых условий площадки ВЭС (МС Черный Яр) в Астраханской области.

Дано: На высоте 10 м на площадке МС Черный Яр: среднемноголетняя скорость ветра $V_0 = 3,1$ м/с; параметр $\gamma = 1,84$; модель ВПВ по данным АЭ Волгоград: $m_0 = 2,81 \cdot V_0^{-1,627}$.

Допущение: Параметр γ по высоте не изменяется и принимается равным значению γ , определенному на высоте 10 м.

Решение:

Для пересчета среднемноголетней скорости ветра по высоте определим среднемноголетний показатель степени по модели ВПВ по данным АЭ Волгоград: $m_0 = 2,81 \cdot V_0^{-1,627} = 2,81 \cdot 3,1^{-1,627} = 0,45$.

Поскольку параметр $\gamma = 1,84 > 1,77$, то расчет экстремальной скорости ветра производится по формуле (8.24) при принятом допущении, что параметр γ по высоте не изменяется и принимается равным значению γ , определенному на высоте 10 м.

На площадке ВЭС планируется установка моделей ВЭУ с высотой башни от 80 м до 110 м. Поэтому расчет экстремальной скорости ветра производится для диапазона высоты от 80 м до 110 м. (табл. 8.21).

Таблица 8.21

Среднемноголетние и экстремальные скорости на разной высоте

Высота башни ВЭУ, м	10	80	85	90	100	110
m , о.е.	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
V_0 , м/с	3,10	7,81	8,02	8,23	8,62	9,00
γ , о.е.	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
$V_{\text{экс.}}$, М/с	15,5	39,0	40,1	41,1	43,1	44,9

В соответствии со значениями экстремальной скорости ветра в табл. 8.21 на рассматриваемой площадке МС могут быть установлены модели ВЭУ: I и II классов безопасности с высотой башни от 80 м до 95 м; только I класса безопасности с высотой башни от 95 м до 110 м.

8.6.4. Выбор модели ВЭУ по критериям энергоэффективности

Окончательный выбор модели ВЭУ из ряда предварительно отобранных вариантов на предполагаемой площадке ВЭС осуществляется в результате технико-экономического обоснования.

Для уменьшения количества вариантов можно вводить дополнительные критерии – показатели энергоэффективности:

– коэффициент использования установленной мощности ВЭУ $k_{\text{ВЭУ}}^{\text{исп.}}$, равный отношению выработанной энергии ВЭУ за год к энергии, которую выработала бы ВЭУ при работе в течение года с установленной мощностью, о.е. (по формуле (8.25)):

$$k_{\text{ВЭУ}}^{\text{исп.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}}{N_{\text{ВЭУ}}^{\text{уст.}} \cdot 8760}, \quad (8.25)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ – годовая выработка энергии ВЭУ;

– показатель удельной энергии с единицы ометаемой площади согласно ГОСТ Р 51991-2002 [20] (по формуле (8.26)):

$$\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{уд.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}}{F_{\text{ВК}}}, \quad (8.26)$$

где $F_{\text{ВК}}$, м² – ометаемая площадь ветроколеса для крыльчатых ВЭУ определяется по формуле (8.27):

$$F_{\text{ВК}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{ВК}}^2}{4}, \quad (8.27)$$

Годовая выработка энергии ВЭУ $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ определяется по формуле (8.28):

$$\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}} = \sum_{i=1}^k N_{\text{ВЭУ}}(V_i^{h_6}) \cdot \Delta t_i, \quad (8.28)$$

где k – количество наблюдений скорости ветра за время T ; $V_i^{h_6}$ – скорость ветра на высоте башни ВЭУ; Δt_i – интервал времени; $N_{\text{ВЭУ}}$ – среднеинтервальная мощность ВЭУ определяется по энергетической характеристике ВЭУ $N_{\text{ВЭУ}}(V)$.

Выбор ВЭУ по критериям энергоэффективности следует производить только среди вариантов ВЭУ с одинаковой высотой башни.

Также при выборе модели ВЭУ можно рассматривать и дополнительные показатели энергоэффективности:

– число часов использования установленной мощности ВЭУ за период T (обычно 1 год) $h_{\text{ВЭУ}}^{\text{исп.}}$, ч (по формуле (8.29)):

$$h_{\text{ВЭУ}}^{\text{исп.}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}}{N_{\text{ВЭУ}}^{\text{уст.}}}, \quad (8.29)$$

– характерный диапазон $h_{\text{ВЭУ}}^{\text{исп.}} = 2000 - 4000$ ч/год;

– время работы и простоя ВЭУ за расчетный период времени T .

Пример. Выберите расчетную модель ВЭУ по критериям энергоэффективности для условий площадки ВЭС (МС Черный Яр) в Астраханской области.

Дано: Три варианта модели ВЭУ, характеристики которых представлены в табл. 8.22.

Таблица 8.22

Основные характеристики вариантов ВЭУ

Модель ВЭУ	L100-2,5	V126-4,2	SG132-3,4
Производитель	Lagerwey	Vestas	Siemens Gamesa
$N_{уст.}$, МВт	2,52	4,2	3,465
$D_{вк.}$, м	100	126	132
V_p , м/с	14	14	15
h^6 , м	100	87	84
Класс ВЭУ	ША	ПВ	ПА
Предельные температуры	от -30°C до $+50^{\circ}\text{C}$	от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$	от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$
Рабочий диапазон температур	от -20°C до $+45^{\circ}\text{C}$	от -20°C до $+45^{\circ}\text{C}$	от -20°C до $+45^{\circ}\text{C}$

Решение: Для трех моделей ВЭУ было проанализировано соответствие технических параметров ВЭУ климатическим условиям площадки ВЭС (МС Черный Яр) на территории Астраханской области по основным параметрам:

- допустимые температурные диапазоны ВЭУ;
- класс ВЭУ в соответствие с ГОСТ Р 54418.1-2012 [22];
- более подробно каждый из этих параметров рассмотрен ниже.

Город Астрахань является ближайшим населенным пунктом к площадке ВЭС (МС Черный Яр), данные по которому представлены в СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» [26]. Город Астрахань и площадка под строительство ВЭС имеют практически одинаковые климатические параметры, в частности, значения предельных температур воздуха.

Значения климатических параметров холодного и теплого времени года для г. Астрахань, согласно, СП 131.13330.2020 [26], представлены в табл. 8.23.

Рассматриваемые модели ВЭУ имеют:

- температуру «выживания» от -30°C до $+50^{\circ}\text{C}$, что соответствует интервалу абсолютных температур от -25°C до $+40^{\circ}\text{C}$;
- температуру эксплуатации от -20°C до $+45^{\circ}\text{C}$, что обеспечивает минимальный уровень потерь выработки по температуре, т.е. по климатическому исполнению подходят все три модели ВЭУ.

Поскольку выбор модели ВЭУ по показателям энергоэффективности производится среди вариантов с одинаковой высотой башни, то рассмотрим варианты ВЭУ, приняв для них одинаковую высоту башни 90 м, для которой по классу безопасности подходят все три модели (табл. 8.22).

Расчет годовой выработки моделей ВЭУ на площадке ВЭС производился по ряду скорости 2013 г. на площадке МС «Черный Яр» из СБД «Расписание Погоды», пересчитанного на высоту 90 м по модели ВПВ по данным АЭ Волгоград – $m_l = 2,81 \cdot V_l^{-1,627}$. Показатели энергетической эффективности трех моделей ВЭУ с высотой башни 90 м для ветровых условий площадки МС Черный Яр представлены в табл. 8.24.

Анализ результатов расчетов выявил, что все три варианта ВЭУ по значению $k_{ВЭУ}^{исп.}$ примерно равнозначны, но наибольшее значение $k_{ВЭУ}^{исп.}$ для ВЭУ модели SG132-3,4 (Siemens-Gamesa).

Таблица 8.23

Климатические параметры для г. Астрахань, согласно СП 131.13330.2020

Климатический параметр	Значение
Холодное время года:	
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98	-25°C
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92	-24°C
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98	-23°C
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92	-21°C
Температура воздуха, обеспеченностью 0,94	-6°C
Абсолютная минимальная температура воздуха	-33°C
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца	6,8°C
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	84%
Теплое время года:	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	28,4°C
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	33°C
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	31°C
Абсолютная максимальная температура воздуха	40°C
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца	11,1°C
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца	55%

Таблица 8.24

Показатели энергетической эффективности моделей ВЭУ с высотой башни 90 м в ветровых условиях площадки МС Черный Яр

№	Производитель	Модель	$N_{уст.}$, МВт	$D_{ВК}$, м	$k_{ВЭУ}^{исп.}$	$\mathcal{E}_{год}$, млн. кВт·ч	$F_{ВК}$, м ²	$\mathcal{E}_{уд.}$, кВт·ч/м ²
1	Lagerway	L100-2,5	2,52	100	0,48	10,257	7853,98	1306,624
2	Vestas	V126-4,2	4,2	126	0,46	16,951	12462,66	1360,143
3	Siemens-Gamesa	SG132-3,4	3,465	132	0,49	14,900	13677,84	1089,353

Контрольные вопросы и задания

1. Укажите категории энергопотенциала ветроэнергетики, принятые Всемирным энергетическим советом в 1993 г.
2. Какие существуют требования к исходной информации для ВЭУ в ОЭС?
3. Какие существуют требования к исходной информации для ВЭУ в ЛЭС?
4. Какие существуют требования к исходной информации для ВЭУ в системе энергоснабжения локального потребителя?
5. Каковы преимущества и недостатки СБД «Расписание Погоды»?
6. Каковы преимущества и недостатки СБД «NASA»?
7. Каков критерий применимости данных СБД «NASA»?
8. Перечислите существующие требования к исходным данным для построения региональных карт распределения ветровых ресурсов.
9. Приведите формулу расчета средневзвешенного класса открытости метеостанции.
10. Какие основные требования предъявляются при выборе площадки под размещение ВЭС?
11. На каких территориях запрещено строительство ВЭС?
12. Каковы условия размещения оффшорных ВЭС?
13. Назовите этапы выбора площадки ВЭС.
14. Как учитывается «роза ветров» при выборе площадки ВЭС?
15. Перечислите методы оценки долгосрочных ветровых ресурсов на выбранной площадке ВЭС.
16. Для каких типов местности применимы экологические методы оценки долгосрочных ветровых ресурсов?
17. На основе каких показателей оценивается интенсивность ветра в экологических методах?
18. На каких этапах выбора площадки ВЭС применимы методы, использующие данные атласа ветров?
19. Какие данные представлены в атласах ветров?
20. На каких этапах выбора площадки ВЭС применимы статистические методы оценки ветровых ресурсов?
21. Какие факторы влияют на точность метода МКП для моделирования данных на площадке ВЭС по данным на МС?
22. Какие существуют требования к данным МС для моделирования скорости ветра на площадке ВЭС в методе подобия?
23. Какие существуют основные критерии и требования, учитываемые при выборе модели ВЭУ?
24. Как учитывается климатическое исполнение ВЭУ в соответствии с ГОСТ Р 51991-2002 по температурному режиму при выборе ВЭУ?

25. Каков минимальный набор факторов окружающей среды, который должен быть учтен при проектировании ВЭУ?
26. Какие существуют основные параметры, которыми характеризуется класс безопасности ВЭУ?
27. Какое распределение используется для моделирования вероятности экстремальной скорости ветра $V_{\text{экс}}$?
28. Какие существуют условия определения экстремальной скорости ветра?
29. Какие существуют показатели энергоэффективности ВЭУ?
30. Какие факторы влияют на стоимость ВЭУ?
31. Что входит в капиталовложения в проект ВЭС?
32. Что понимают под ежегодной прибылью от работы ВЭС?
33. Что называется простым сроком окупаемости ВЭС?

Список литературы

1. Николаев, В.Г. Ресурсное и технико-экономическое обоснование широко-масштабного развития и использования ветроэнергетики в России / В.Г. Николаев – М.: «АТМОГРАФ», 2011.
2. Елистратов, В.В. Использование возобновляемой энергетики: учеб. пособие / В.В. Елистратов – СПб., 2008.
3. Удалов, С.Н. Возобновляемые источники энергии: учебник / С.Н. Удалов – Новосибирск, НГТУ, 2007.
4. Васьков, А.Г. Ветроэнергетика: учебное пособие / А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Н.К. Малинин и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2016.
5. Безруких, П.П. Ветроэнергетика: справочно-методическое издание / П.П. Безруких, П.П. Безруких (мл.), С.В. Грибков. – М.: «Интехэнергоиздат», «Теплоэнергетик», 2014.
6. ГОСТ Р 70928-2023. Возобновляемая энергетика. Ветроэлектрические станции. Рекомендации по определению ветроклиматических характеристик и технико-экономических показателей малых ветроэнергетических установок.
7. ГОСТ Р 51237-98. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения.
8. Борисенко, М.М. Атласы ветрового и солнечного климатов России / М.М. Борисенко, В.В. Стадник. – СПб.: 1997.
9. Атлас ветров России. / А.Н. Старков, Л. Ландберг, П.П. Безруких и др. – М.: «Можайск – Терра», 2000.
10. Российский метеорологический сайт «Расписание погоды» – URL.: <http://www.rp5.ru>.
11. Сайт «The NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data Set» – URL.: <http://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.

12. Справочник по климату СССР. Ч. III. Ветер. – Л.: Гидрометеиздат, 1966.
13. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
14. СНиП II-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий»
15. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers. 2002.
16. РД 52.04.275-89 Методические указания. Проведение изыскательских работ по оценке ветроэнергетических ресурсов для обоснования схем размещения и проектирования ветроэнергетических установок.
17. WindPRO Meteo Data Export ver. 5 – URL.: <https://www.emd.dk/windpro/windpro-modules/energy-modules/meteo/>.
18. Программный комплекс для проведения ветроэнергетических расчетов «Wind Turbine». Г.В. Дерюгина, Е.В. Игнатьев, В.Д. Метт. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021661441, 12 июля 2021 г.
19. База данных высот ETOPO2. – URL.: <https://www.ngdc.noaa.gov/mgg/global/relief/ETOPO2/>.
20. ГОСТ Р 51991-2002 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.
21. ГОСТ Р 54418.2-2014 (МЭК 61400-2:2006) Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч. 2. Технические требования к малым ветроэнергетическим установкам.
22. ГОСТ Р 54418.1-2012 Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч. 1. Технические требования.
23. IEC 61400-3-1:2019 Wind energy generation systems – Part 3-1: Design requirements for fixed offshore wind turbines.
24. Wind-turbine-models.com – URL.: <https://en.wind-turbine-models.com>.
25. Pierik, J.T.G., Dekker, J.W.M., Braam, H., Bulder, B.H., Winkelaar, D., Larsen, G.C., Morfiadakis, E., Chaviaropoulos, P., Derrock, A., & Molly, J.P. (1999). European Wind Turbine Standards II (EWTS-II). In E.L. Petersen, P. Hjulær Jensen, K. Rave, P. Helm, & H. Ehmman (Eds.), Wind energy for the next millennium. Proceedings (PP. 568–571). James and James Science Publishers.
26. СП 131.13330.2020. Свод правил «Строительная климатология».

9. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ВЭС

9.1. Этапы проектирования и строительства ВЭС

Процесс проектирования и строительства в ветроэнергетике является частью жизненного цикла ВЭС, условно включающий в себя его первый, второй и третий этапы: предпроектная стадия (замысел и обоснование инвестиций), проектно-исследовательские работы и строительство. Ниже этапы проектирования и строительства ВЭС представлены более подробно.

В качестве первого этапа можно выделить формирование **бизнес-идеи**: первичный сбор исходных данных, включая информацию о земельном участке, а также определение используемых технических решений и экономической эффективности. Результатом этого этапа является разработка предварительного бизнес-плана и технического задания на разработку предпроектной документации.

Этап **предпроектной проработки** включает в себя создание концепции будущего объекта и определение его технико-экономических характеристик. На данном этапе определяется предварительное размещение сооружений и оборудования ВЭС, а также конфигурация инженерных коммуникаций и возможные юридические ограничения, оказывающие влияние на проект. В результате предпроектной проработки происходит формирование концепции будущего проекта и технического задания на разработку проектной документации и проведение инженерных изысканий.

На этапе **инженерных изысканий** производится проведение геодезических, геологических, гидрометеорологических и экологических изысканий, по результатам которых производится подготовка отчетов с комплексной оценкой площадки строительства для разработки проектной документации.

На этапе разработки **проектной документации** производится описание технических решений, оценка возможности реализации проекта, сбор сведений об оборудовании, разработка сметной документации и определение последовательности производства работ. Результатом разработки проектной документации является документ, состоящий из 11 разделов, разрабатываемый в соответствии с ГОСТ, а также его экспертиза и получение разрешения на строительство.

Этап разработки **рабочей документации** включает в себя формирование архитектурно-строительных решений, спецификаций оборудования и технических требований. В состав рабочей документации входит графическая информация с размещением оборудования, расчёты и характеристика зданий, фундаментов, основного и вспомогательного оборудования, технические требования и спецификации для закупки оборудования.

Рабочая документация также используется для разработки **исполнительной документации**, которая необходима для передачи строительной площадки застройщику и выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ. Согласно исполнительной документации ведутся журналы работ и актируется техническая готовность для передачи смонтированного оборудования для пуско-наладочных работ.

На следующем этапе производятся **строительно-монтажные и пусконаладочные работы** в соответствии с проектной, рабочей и исполнительной документацией. В рамках данных работ осуществляется авторский и строительный надзор, контроль выполнения скрытых работ и получение заключения о соответствии объекта проектной документации и разрешения на ввод объекта в эксплуатацию.

По завершении проектных и строительных работ производится мониторинг показателей и эксплуатация объекта, обеспечивающие его успешное функционирование. Каждый этап процесса реализации проекта тесно связан с проектированием, что обеспечивает его эффективность, качество и соответствие целям заказчика.

9.2. Предпроектная проработка. Исходные данные для проектирования

Предпроектная проработка ВЭС является необязательной стадией проектирования, которая не подлежит согласованию в государственных органах. Результатом данной стадии являются: оценка возможности использования земельного участка для строительства ВЭС; эскизные решения; предварительное размещение ВЭС на местности; стоимость основных инженерных решений; оценка рисков и возможностей.

Целью предпроектной проработки является уточнение бизнес-плана и экономических показателей эффективности проекта, что позволит принять решение о реализации проекта.

При проведении предпроектной проработки проводится градостроительный аудит рассматриваемого для размещения ВЭС земельного участка и его технический аудит.

Градостроительный аудит производится с целью определения правовых ограничений и обременений, налагаемых на предполагаемый для размещения ВЭС земельный участок, согласно градостроительному законодательству РФ. В процессе проведения градостроительного аудита определяются:

- красные линии, полосы отвода и придорожные полосы дорог, ж/д путей, зон подлёта аэропортов и т.п.;
- санитарно-защитные зоны, прибрежные полосы, водоохранные зоны и т.п.;
- экологические, археологические, геологические и историко-культурные охранные зоны.

В качестве документации для анализа при градостроительном аудите земельных участков используются: генеральный план (Генплан); правила землепользования и застройки (ПЗЗ); вид разрешенного использования (ВРИ); проект планировки территории (ППТ); проект межевания территории (ПМТ); градостроительный план земельного участка (ГПЗУ).

По результатам градостроительного аудита формируется перечень мероприятий по приведению градостроительной документации в соответствие требованиям проекта, а также по проведению участка в надлежащее состояние согласно особенностям проекта.

Технический аудит земельного участка производится с целью исследования площадки на пригодность использования, согласно особенностям объекта:

- включая формирование предварительного сводно-сметного расчёта на подготовку участка;
- составление дорожной карты с необходимыми инженерно-техническими мероприятиями.

Основными критериями для оценки в данном случае являются: оценка грунта (агрессивность, уплотнённость, заболоченность); наличие подземных конструкций; наличие объектов капитального строительства; наличие инженерных коммуникаций, обеспечивающих выполнение технических условий на техническое присоединение и создание схемы выдачи мощности.

Технические условия (ТУ) – важнейшая и неотъемлемая часть проектно-технической документации, специальная документация, которая отражает технические нормы и требования по отношению к конкретным объектам строительства. Они содержат дополнительные к существующим или отсутствующие требования в области обеспечения безопасности и раскрывает особенности проектирования, эксплуатации, строительства и демонтажа объекта. Технические условия необходимы для приемки построенных зданий и сооружений.

Техническое присоединение (ТП) – услуга, оказываемая сетевой организацией для подключения энергетических объектов к электрическим сетям.

Схема выдачи мощности (СВМ) – совокупность основных технических решений и параметров технологического присоединения строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности данной электростанции. Задача СВМ заключается в определении необходимых и достаточных технических решений, которые обеспечили бы выдачу полной мощности нового объекта генерации.

9.2.1. Техническое задание на проектирование ВЭС

Одной из важнейших задач предпроектной проработки является разработка технического задания на проектирование ВЭС.

Техническое задание (ТЗ) – это исходный документ для проектирования сооружения или промышленного комплекса, конструирования технического устройства (прибора, машины, системы управления и т.д.). ТЗ должно максимально полно и конкретно отражать задачи, которые должен выполнить исполнитель по поручению заказчика. Чем более подробно составлено ТЗ, тем корректнее будет составлена проектная документация.

Согласно ГОСТ 2.114-95 [1] и ГОСТ 19.201-78 [2], в состав технического задания на проектирование должны быть включены следующие разделы:

- наименование и область применения;
- основание для разработки;
- назначение разработки;
- технические требования к объекту;
- требования безопасности;
- требования охраны окружающей среды;
- технико-экономические показатели;
- стадии и этапы разработки;
- порядок контроля и приемки.

В типовое техническое задание на проектирование ВЭС обычно включают инженерные изыскания (в объёме, необходимом для разработки проектной (ПД) и рабочей документации (РД) для ведения строительства); технические требования (ТТ) на поставку оборудования и материалов (на основании ТТ определяются поставщики оборудования, тип применяемого при строительстве оборудования и материалов, формируется и согласовывается сводный перечень оборудования и материалов).

В техническое задание включается перечень исходных данных для проектирования: технические условия на техническое присоединение ВЭС к электрическим сетям (ТУ на ТП); градостроительный план земельного участка (ГПЗУ), на котором предполагается размещение ВЭС; кадастровый паспорт земельного участка; условия проведения работы с поставщиками оборудования на получение технической документации на оборудование ВЭС.

В состав технического задания на проектирование ВЭС входит разработка разделов по релейной защите и автоматике (РЗА), автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), системе обмена технологической информацией с Автоматизированной системой Системного оператора (СОТИ АССО) и регистрации аварийных событий (РАС), охране окружающей среды (ООС), оценке воздействия на окружающую среду (ОВОС), инженерно-техническим мероприятиям гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций (ИТМ ГО и ЧС). В проектной и рабочей документации должны быть приняты наиболее эффективные и обоснованные технические решения, а также

ПД и РД направляется на согласование с Региональным диспетчерским управлением (РДУ) АО «СО ЕЭС», с последующим прохождением Государственной или Негосударственной экспертизы.

Также для ВЭС характерно включение в техническое задание на проектирование требований о:

- моделировании объектов с помощью специализированных программных комплексов (например, «WindPRO» [3] или «WAsP» [4]);
- обязательном прохождении экспертизы разработанной проектной документации;
- оптимальном размещении ВЭУ на выбранных площадках;
- разработке технических требований на поставку оборудования и материалов.

Как правило, организация-заказчик проекта ВЭС не обладает необходимыми компетенциями для разработки технического задания. Особенно часто это характерно для проектов небольших ВЭС. В таких случаях технические задания на проектирование (ТЗ) предоставляются им участниками тендеров (конкурсов) на проектирование в виде раздела их *технико-коммерческого предложения (ТКП)* – документа, в составе которого компания-участник конкурса на проектирование ВЭС описывает предлагаемые услуги по проектированию и показывает заказчику возможности и выгоды от их предложения. Характерным признаком ТКП является описание состава проекта, а также сроков и стоимости проектирования.

Таким образом окончательно формируется схема организации процесса проектирования ВЭС, приведенная на рис. 9.1.

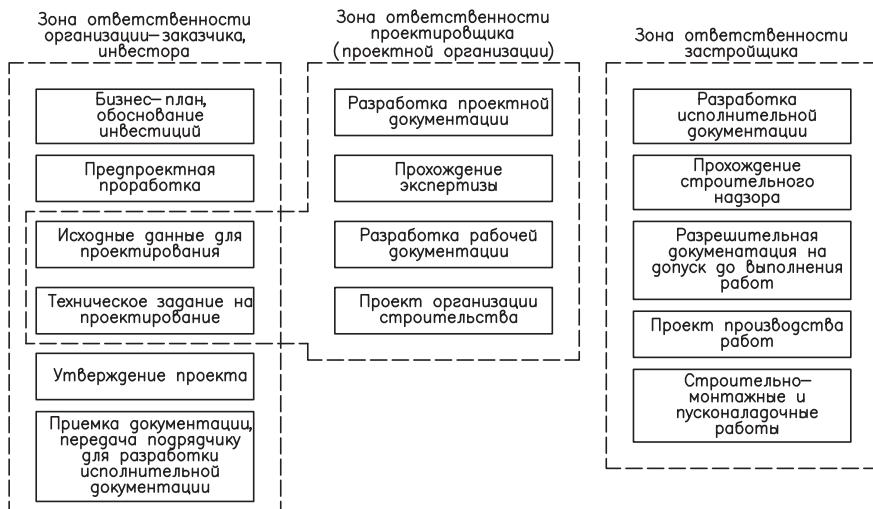


Рис. 9.1. Организация процесса проектирования ВЭС

В зону ответственности организации-заказчика входят вопросы, связанные с предпроектной проработкой (выбором участка для строительства на основании его аудита), обоснованием инвестиций в проект, его утверждением и приемкой-передачей документации. Вопросы получения исходных данных и разработки технического задания на проектирование могут быть фактически переданы в зону ответственности проектировщика путем специфической организации конкурсного отбора. В зоне ответственности проектировщика находится разработка проектной документации и прохождение её государственной или негосударственной экспертизы, разработки рабочей документации и проекта организации строительства. В зону ответственности застройщика относятся, помимо выполнения строительно-монтажных (и пусконаладочных совместно с поставщиками оборудования) работ и допуска к ним находятся разработка исполнительной документации, проекта производства работ и прохождение строительного надзора.

9.3. Инженерные изыскания

Инженерные изыскания выполняются для подготовки проектной документации, строительства и реконструкции объектов капитального строительства, к которым относятся электростанции любого типа и ВЭС в том числе.

Согласно 47 статье Градостроительного Кодекса РФ [5] разработка проектной документации без выполнения соответствующих инженерных изысканий запрещена. Работы в процессе проведения инженерных изысканий должны выполняться исключительно лицами, имеющие свидетельства о допуске к данным видам работ.

Основные положения о проведении инженерных изысканий изложены в своде правил СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания. Основные положения» [6], подготовленном Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России). Данный свод правил содержит набор методик и технологий выполнения инженерных изысканий и правила формирования отчета об их проведении.

В соответствии с данным сводом правил, в состав задач, выполняемых при проведении инженерных изысканий входят [6]:

- установление функциональных зон и определение планируемого размещения объектов при территориальном планировании;
- выделение элементов планировочной структуры территории и установления границ земельных участков, на которых предполагается расположить объекты капитального строительства;
- определение возможности строительства объекта;
- выбор оптимального места размещения площадок строительства;
- принятие конструктивных и объемно-планировочных решений;
- составление прогноза изменений природных условий;

- разработка мероприятий инженерной защиты от опасных природных процессов;
- ведение государственных информационных систем обеспечения градостроительной деятельности.

Инженерные изыскания, выполняемые в рамках процесса проектирования ВЭС, подразделяются на четыре вида:

- инженерно-геодезические изыскания – выполняются с целью получения топографо-геодезических материалов и данных о рельефе местности для комплексной оценки условий площадки строительства;

- инженерно-геологические изыскания – выполняются с целью получения информации о несущей способности грунтов на участке, коррозионных свойствах грунтов, глубине промерзания, заболоченности и подтоплении, характеристике грунтов по трудности их разработки землеройными механизмами, испытании грунтов динамической и статистической нагрузками;

- инженерно-гидрометеорологические изыскания – выполняются с целью изучения гидрометеорологического режима территории: расчётных температур воздуха, режима осадков, порывов ветра, снежного покрова и т.д.;

- инженерно-экологические изыскания – выполняются для определения режима природопользования на рассматриваемой территории. Производится оценка флоры и фауны и влияние на неё проектируемой ВЭС.

Пятый вид инженерных изысканий в соответствии с СП 47.13330.2016 – инженерно-геотехнические изыскания в процессе проектирования ВЭС обычно не выполняются.

9.3.1. Инженерно-геодезические изыскания

Инженерно-геодезические изыскания выполняются согласно:

- СП 47.13330.2016 Часть 5 [6];

- СП 11-104-97 Инженерно-геодезические изыскания для строительства [7];

- правила по технике безопасности на топографо-геодезических работах [8].

Целями проведения инженерно-геодезических изысканий является:

- сбор и обработка материалов инженерных изысканий прошлых лет;

- топографическая съёмка площадки. Обработка цифровой модели местности и составление топографического плана в цифровом виде (создание планово-высотной съёмочной геодезической сети).

Работы по определению положения подземных коммуникаций при помощи трассопоисковых приборов (поиск подземных сооружений, труб, кабельных линий и т.д.).

9.3.2. Инженерно-геологические изыскания

Инженерно-геологические изыскания выполняются согласно СП 47.13330.2016 Часть 6 [6] с целью:

- предоставления информации о несущей способности грунтов;
- изучения геолого-литологического разреза исследуемого участка изыскания;
- определения физико-механических и коррозионных свойств грунтов в пределах активной зоны;
- выявления специфических грунтов (органических, техногенных, просадочных и др.);
- выделения опасных инженерно-геологических процессов (карст, заболоченности, подтопления и др.);
- определения глубины промерзания каждого типа грунтов;
- предоставления характеристики грунтов по трудности их разработки землеройными механизмами;
- распределения грунтов по группам устойчивости.

Процесс проведения инженерно-геологических изысканий можно разделить на несколько этапов:

- подготовительный – детальное изучение рельефа и особенностей залегания грунтовых вод;
- полевой – бурение скважин для взятия образцов (грунт, вода);
- лабораторный – химические, физические и механические анализы собранных образцов;
- камеральный – компьютерный и математический анализ полученных данных с последующим составлением прогнозов изменений ландшафта и возможных рисков.

На подготовительном этапе изучение особенностей рельефа и залегания грунтовых вод производится на основании исследования открытых данных по рассматриваемой площадке для подготовки к проведению полевых изысканий.

В процессе проведения полевых изысканий проводятся буровые работы для изучения геолого-литологического разреза исследуемой территории, отбора проб грунта и воды для проведения лабораторных исследований. Для этого на участках проектируемого линейного сооружения проводится бурение скважин диаметром до 132 мм и глубиной до 12,0 м.

На лабораторном этапе инженерно-геологические изыскания выполняются с целью выбора подходящей конструкции фундаментов ВЭУ, которые планируется использовать на проектируемой ВЭС, подобрать правильные геометрические размеры для каждого фундамента, а также определить их способность выдерживать весь комплекс нагрузок, оказываемых на них.

В соответствии с п. 7.2.3 ГОСТ 5686-2012 «Грунты. Методы полевых испытаний сваями» [9] проводятся испытания грунтов динамической и статической нагрузкой для подтверждения принятых проектом глубины погружения, сечения и длины свай, а также подтверждения несущей способности свай, предполагаемых к использованию при строительстве фундаментов ВЭУ.

При динамических испытаниях строятся графики и диаграммы, отображающие поведение свай в нагрузочном режиме. Испытание проводится в 3 этапа: забивка контрольной сваи, «отдых» сваи, добивка и определение отказов каждой контрольной сваи после «отдыха». Величина отказа измеряется специальным прибором – отказомером, который крепится на свае. Отказомер позволяет получить график перемещения сваи при её добивке.

При статических испытаниях производится нагружение сваи статической выдергивающей или вдавливающей нагрузкой и снятие отсчетов по приборам. Нагрузка при испытании грунтов выдергивающей нагрузкой при инженерных испытаниях для строительства должна быть доведена до значения, вызывающего подъем сваи из грунта не менее 25 мм.

Камеральный этап данного вида инженерных изысканий связан с обработкой результатов измерений и построением графиков и диаграмм, отображающих поведение свай.

9.3.3. Инженерно-гидрометеорологические изыскания

В процессе проведения инженерно-гидрометеорологических изысканий происходит изучение вероятности проявления опасных гидрометеорологических процессов и явлений, прогноз их воздействия на проектируемый объект и разработка рекомендаций по проектированию сооружений инженерной защиты.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания выполняются в соответствии с:

- СП 47.13330.2016 Часть 7 [6];
- СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия [10];
- ПУЭ 7 (Правила устройства электроустановок) [11].

В рамках данного вида инженерных изысканий производится определение:

- расчётных температур наружного воздуха холодного периода года;
- расчётных температур воздуха тёплого периода года;
- средней годовой/месячной (max/min) температуры воздуха;
- характеристики режима осадков год/месяц (max/min);
- средней скорости ветра (годовой/месячной, max/min), а также скорости, направления и повторяемости ветра по направлениям (роза ветров);
- величины порывов ветра;
- средней месячной и годовой температуры поверхности почвы (°С);

– средней даты появления снежного покрова, средней высоты снежного покрова, среднего числа дней с метелью;

– средней месячной и годовой относительной влажности воздуха (%).

Данные показатели возможно определить по данным ближайшей к рассматриваемой площадке метеостанции, либо по данным ветроизмерительного комплекса, устанавливаемого для проведения ветромониторинга.

9.3.4. Инженерно-экологические изыскания

Виды и объемы выполняемых инженерно-экологических изысканий должны соответствовать программе на производство работ согласно СП 11-102-97 [12] и СП 47.13330.2016 Часть 8 [6].

В рамках данного вида инженерных изысканий производится:

– анализ ранее опубликованных, а также фондовых материалов о природной среде;

– получение предварительной оценки экологического состояния исследуемой территории;

– эколого-гидрогеологические исследования;

– экологическая расшифровка космо- и аэроснимков;

– изучение и анализ горных выработок;

– газогеохимические исследования;

– геоэкологическое опробование, оценка загрязненности грунтов, вод, воздуха;

– анализ радиационной обстановки;

– биологические исследования;

– археологические исследования;

– исследование и последующая оценка различных физических воздействий;

– социально-экономические исследования;

– медико-биологические исследования;

– санитарно-эпидемиологические исследования;

– камеральная обработка данных, формирование отчета.

9.4. Проектная документация

Разработка проектной документации (ПД) – обязательная стадия в рамках реализации проекта ВЭС. Результаты этого этапа проектного процесса подлежат согласованию в государственных органах исполнительной власти.

Состав и содержание данного этапа проектирования регулируется Постановлением Правительства РФ №87 [13].

Проектная документация включает описание всех основных технических решений для обоснования технической возможности реализации объекта, его экономической целесообразности и безопасности.

Важной особенностью проектной документации является отсутствие в ней исчерпывающих данных для проведения строительных работ «под ключ», отсутствует должная степень детализации и полный набор спецификаций проекта, необходимые для выполнения строительного-монтажных работ (СМР) и составления сметной документации.

В процессе разработки проектной документации обязательно выполнение требований нормативных документов и предписаний государственных и других надзорных органов в области требований по охране окружающей среды, безопасности труда, пожарной безопасности и др., а также требований эксплуатационных и противоаварийных циркуляров, информационных сообщений и писем заводоизготовителей оборудования.

Существует более 60 нормативно-технических документов, государственных стандартов (ГОСТ), строительных норм и правил (СНиП), приказов, которыми следует руководствоваться при проектировании объектов.

По требованию заказчика также при разработке ПД руководствуются собственными требованиями к подрядным организациям.

Основными нормативно-техническими документами, которые используются в процессе проектирования, являются общие нормативные акты: градостроительный [5], земельный [14], воздушный [15] и водный [16] кодексы Российской Федерации.

В процессе проектирования должны учитываться:

- указания по учёту электрической энергии [17];
- требования к промышленной безопасности и правила по пожарной безопасности [18];
- регламент прохождения экспертизы ПД [19];
- правила о составе разделов ПД [20].

В списке используемых в процессе проектирования нормативных документов выделяются принципы проектирования энергетических объектов:

- методические рекомендации по проектированию развития энергосистем Минэнерго России №281 [21];
- постановление Правительства РФ №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» электроэнергетики» [22];
- руководящие указания по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления №11619ТМ-Т1 [23].

А также должны учитываться принципы эксплуатации энергетических объектов, к которым относятся:

- правила Устройства Электроустановок (ПУЭ) [11], которые содержат информацию об устройстве, принципах построения и требованиях к отдельным частям, узлам и элементам электроустановок;
- правила Технической Эксплуатации Электроустановок Потребителей (ПТЭЭП) [24], которые содержат информацию о правилах безопасной и рациональной эксплуатации электроустановок и их содержания в исправном состоянии.

9.4.1. Состав проектной документации

Проектная документация (ПД), разрабатываемая для проекта ВЭС содержит в своем составе 12 разделов.

1. Первый раздел – Пояснительная записка (ПД ПЗ) – содержит в себе все исходные условия для подготовки проектной документации, в состав которых входят:

- согласованное техническое задание на проектирование;
- техническое условие на техническое присоединение к сетям для передачи электроэнергии;
- техническое условие на временное подключение к сетям электроснабжения на время строительно-монтажных и пуско-наладочных работ;
- технический отчет об инженерно-геодезических, геологических, гидрометеорологических, экологических изысканиях;
- правоустанавливающие документы на земельный участок (кадастровый номер, градостроительный план земельного участка и др.);
- согласованные технические условия по диспетчеризации ВЭС;
- перечень нормативных актов, согласно которых будет разработана проектная документация;
- сведения о функциональном назначении объекта капитального строительства, состав и характеристика производства.

2. Второй раздел – Схема планировочной организации земельного участка (ПД ПЗУ) – содержит в себе характеристики земельного участка, предоставленного для размещения проектируемой ВЭС:

- обоснование границ санитарно-защитных зон объектов капитального строительства;
- обоснование планировочной организации земельного участка в соответствии с градостроительным и техническим регламентами либо документами об использовании земельного участка;
- обоснование решений по инженерной подготовке территории, в том числе решений по инженерной защите территории и объектов капитального строительства от последствий опасных геологических процессов, паводковых, поверхностных и грунтовых вод;
- описание организации рельефа вертикальной планировкой;
- описание решений по благоустройству территории;
- зонирование территории земельного участка, предоставленного для размещения объекта капитального строительства;
- обоснование схем транспортных коммуникаций, обеспечивающих внешние и внутренние грузоперевозки; обеспечивающих внешний и внутренний подъезд к объекту капитального строительства;

– включает графическую часть: генеральный план, экспликация зданий и сооружений (размещение основного и вспомогательного оборудования, зданий, сооружений). Баланс земляных масс (в м³, включая вытесненный грунт и необходимый грунт с поправкой на его уплотнение).

3. Третий раздел – Архитектурные решения (ПД АР) – содержит в себе описание и обоснование внешнего и внутреннего вида объекта капитального строительства:

- пространственной, планировочной и функциональной организации объекта;
- набор чертежей, в которых обозначаются элементы архитектурного облика объекта.

Готовый раздел «Архитектурные решения» представляет собой альбом разработанной документации и набор чертежей, в которых обозначаются элементы архитектурного облика проектируемого объекта.

4. Четвертый раздел – Конструктивные и объемно-планировочные решения (ПД КР) – содержит в себе описание и обоснование технических решений, обеспечивающих необходимую прочность, устойчивость, пространственную неизменяемость сооружений объекта капитального строительства в целом, а также их отдельных конструктивных элементов:

- обоснование проектных решений и мероприятий, согласно проведенным изысканиям;
- набор чертежей объектов капитального строительства.

5. Пятый раздел – Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений (ПД ИОС).

Данный раздел состоит из 7 подразделов, касающихся всех систем инженерии: электроснабжение, водоснабжение, водоотведение, отопление, вентиляция и кондиционирование, сети связи, система газоснабжения, технологические решения.

Графическая часть раздела содержит схемы электрических соединений; план-схемы кабельных трасс и условия прокладки кабельной продукции; общую схему ВЭС; конструктивные схемы основного и вспомогательного оборудования.

6. Шестой раздел – Проект организации строительства (ПД ПОС) – содержит в себе обоснование последовательности возведения зданий и сооружений, инженерных и транспортных коммуникаций, обеспечивающей соблюдение установленных в календарном плане строительства сроков завершения строительства (рис. 9.2):

- определяется организационная структура строительства;
- обоснование потребности строительства в кадрах, основных строительных машинах, механизмах, транспортных средствах, в топливе и горюче-смазочных материалах, а также в электрической энергии, паре, воде, временных зданиях и сооружениях; потребность строительства в электроэнергии;

– обоснование размеров и оснащения площадок для складирования материалов, конструкций, оборудования, укрупненных модулей и стендов для их сборки;

– предложения по обеспечению контроля качества строительных и монтажных работ, а также поставляемых на площадку и монтируемых оборудования, конструкций и материалов;

– перечень мероприятий и проектных решений по определению технических средств и методов работы, обеспечивающих выполнение нормативных требований охраны труда.

В составе проекта организации строительства содержатся следующие разделы:

– **Стройгенплан и организационно-технологическая схема** деления объекта на участки с указанием последовательности работ по этим участкам и описанием методов их производства, в том числе временные сети, охрана труда и др.

– **Календарный план**, обосновывающий общую продолжительность строительства и сроки, выполнения отдельных видов работ по объектам.

– **Графики поставки оборудования и стройматериалов и движения рабочей силы и др.**

– **Проекты производства работ (ППР)** на объекты и **технологические карты (ТК)** на виды работ.

– **Пояснительная записка (ПЗ ПОС)** дает техническое и организационное обоснование принятых способов производства работ и перечень нормативных документов, характеристик и условий на стройке, методы осуществления работ и др.

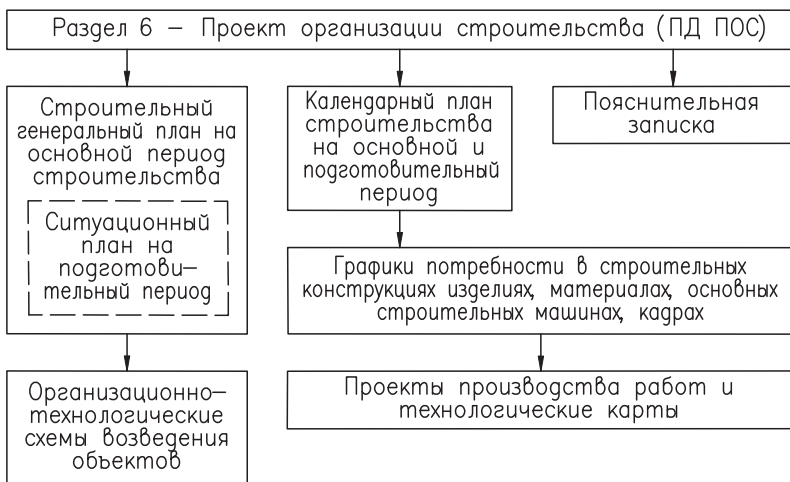


Рис. 9.2. Проект организации строительства (Раздел 6 ПД ПОС)

7. Седьмой раздел – Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства – раздел индивидуально разрабатывается в случае нахождения на участке объектов капитального строительства.

8. Восьмой раздел – Перечень мероприятий по охране окружающей среды (ПД ООС) – настоящий раздел включает основные намечаемые решения по уменьшению воздействия на окружающую среду на период строительства и эксплуатации объекта:

- по охране атмосферного воздуха;
- по охране водного бассейна;
- по охране почв от загрязнения.

9. Девятый раздел – Перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности (ПД ПД).

В соответствии с Федеральным Законом РФ «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ [25], Федеральным Законом РФ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» № 123-ФЗ [26], ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» [27], пожарная безопасность любого объекта в Российской Федерации обеспечивается:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- комплексом организационно-технических мероприятий, в том числе соблюдением противопожарного режима.

10. Десятый раздел – Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.

11. Одиннадцатый раздел – Смета на строительство объектов капитального строительства.

Сметная документация составляется в соответствии с «Методикой определения стоимости строительной продукции на территории РФ» (МДС81-35.2004) [28].

Состав сводно-сметного расчёта стоимости строительства состоит из глав.

1. Подготовка территории строительства.
2. Основные объекты строительства.
3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения.
4. Объекты транспортного хозяйства и связи.
5. Наружные сети и сооружения водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения и газоснабжения.
6. Благоустройство и озеленение территории.
7. Временные здания и сооружения.
8. Прочие работы и затраты.
9. Содержание службы заказчика. Строительный контроль.

10. Публичный технологический аудит, проектные и изыскательские работы:
- непредвиденные затраты.
 - налоги и обязательные платежи.

12. Двенадцатый раздел – Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами.

Например, в данный раздел может включаться информация о мероприятиях по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.

9.4.2. Экспертиза проектной документации

Проектная документация – это единственная стадия проектного процесса, результаты которого в обязательном порядке подлежат проведению экспертизы. Цель экспертизы проектной документации (ПД) состоит в предотвращении нарушений государственных норм и правил при проведении строительства объектов капитального строительства; предотвращении нанесения ущерба правам и интересам физических и юридических лиц, охраняемыми законами РФ; и контроле соблюдения социально-экономической и природоохранной политики государства.

Существует две возможные процедуры прохождения экспертизы в зависимости от характеристик проекта: государственная экспертиза и негосударственная экспертиза.

Государственная экспертиза, проводится органами исполнительной власти субъекта РФ для объектов:

- обороны и безопасности;
- культурного наследия;
- особо опасных и технически сложных;
- уникальных.

Срок проведения государственной экспертизы составляет не более 60 дней. Для проведения государственной экспертизы ПД ВЭС, организация-заказчик заключает с ФАУ «Главгосэкспертиза России» Договор присоединения на проведение государственной экспертизы.

Для заключения договора на проведение государственной экспертизы ПД, экспертной организации должны быть предоставлены результаты предварительных экспертиз, а именно:

- положительное заключение государственной историко-культурной экспертизы;
- положительное заключение государственной экологической экспертизы;
- положительное заключение экспертизы инженерных изысканий (данное заключение требуется если государственная экспертиза ПД и результатов инженерных изысканий выполняются по одному договору).

Все перечисленные экспертизы проводятся экспертными организациями, имеющими соответствующие права (лицензии). При этом заказчик экспертизы и экспертные организации заключают договоры подряда отдельно на каждый вид экспертизы.

Негосударственная экспертиза, проводится юридическими лицами, соответствующими требованиям статьи 50 Градостроительного кодекса [5] для объектов:

- промышленные объекты, не выше 2 этажей;
- использование частных инвестиций;
- не включают дороги общего пользования;
- электростанции менее 150 МВт;
- объекты напряжением менее 330 кВ.

Срок проведения негосударственной экспертизы составляет 30 дней. В случае, если проект ВЭС подходит по своим характеристикам для проведения негосударственной экспертизы, то наиболее целесообразно проводить именно её с целью улучшения временных и стоимостных характеристик процесса проектирования.

Негосударственная экспертиза проектной документации юридически уравнивается с государственной, т.е. результаты экспертного заключения в обоих случаях имеют одинаковую юридическую силу.

Решение о прохождении государственной или негосударственной экспертизы необходимо принять в самом начале процесса проектирования для подготовки соответствующих документов и обоснований.

Схема процесса прохождения экспертизы проектной документации приведена на рис. 9.3.

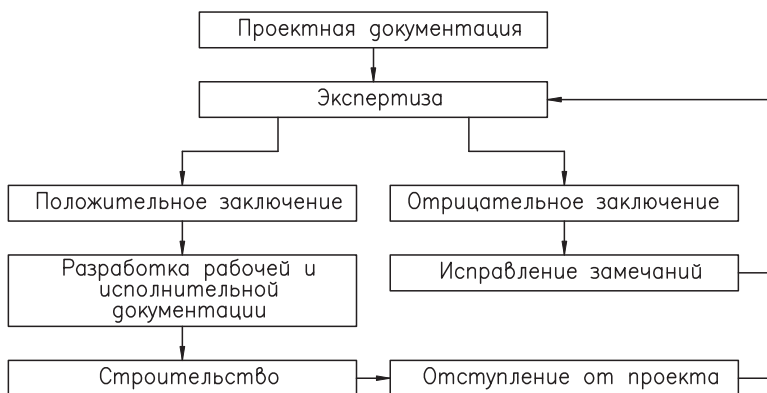


Рис. 9.3. Схема экспертизы проектной документации

В процессе экспертизы проектной документации она должна пройти полный объем проверки и оценки в составе следующих экспертиз:

- экологическая экспертиза проекта;
- экспертиза инженерных изысканий;
- экспертиза достоверности смет сметной документации;
- экспертиза технологических решений проектной документации (основной

Договор (контракт) на экспертизу ПД).

Государственная экологическая экспертиза (ГЭЭ) проводится «Росприроднадзором», либо специально уполномоченным органом государственной власти РФ.

ГЭЭ выполняется до передачи ПД в технологическую экспертизу в соответствии с Федеральным законом «Об экологической экспертизе» №174-ФЗ [29]. В рамках неё может проходить два вида экспертных оценок:

– общественная экологическая экспертиза проекта (общественные слушания, обсуждения) проводится по инициативе граждан и общественных организаций (объединений), которые зарегистрированы в порядке, установленном законодательством РФ;

– государственная экологическая экспертиза, которая проводится «Росприроднадзором» или другими уполномоченными органами.

Общественная экспертиза проводится до проведения государственной экологической экспертизы, одновременной с ней или независимо от ГЭЭ.

Заключение общественной экологической экспертизы приобретает юридическую силу только при утверждении его специально уполномоченным государственным органом.

Сводное заключение экологической экспертизы может быть положительным либо отрицательным. Отрицательное заключение экспертизы не допускает использование рассматриваемой проектной документации для строительства. Для решения данной проблемы возможно обращение в суд или кардинальная переработка документации и новая экспертиза по новому договору.

Экспертиза инженерных изысканий (ЭИИ) для разработки ПД проводится с целью оценки соответствия объемов и результатов инженерных изысканий требованиям технических регламентов на рассматриваемой площадке будущего строительства.

Экспертиза также должна быть проведена до передачи проекта в экспертизу ПД. Результатом ЭИИ является заключение о соответствии (положительное заключение) или несоответствии (отрицательное заключение) результатов инженерных изысканий требованиям технических регламентов.

Экспертиза достоверности смет сметной документации (11 раздел ПД) базируется на ведомостях и объемах работ по результатам технологической экспертизы.

Экспертиза технологических решений проектной документации назначается только при наличии положительных заключений экологической экспертизы и экспертизы инженерных изысканий.

Как правило, экспертизу проектной документации в лице государственной или иной экспертизы проводит экспертная команда опытных специалистов в области планирования и организации строительства, технологии строительно-монтажных работ, сметного дела, юриспруденции, управления и экономики и др., которая формируется при заключении договора на экспертизу конкретного проекта.

Главная задача экспертов – объективное выявление недостатков документации: а именно, отсутствие или неполнота сведений, описаний, расчетов, чертежей, схем и ошибок, допущенных на стадии разработки проектной и сметной документации, поскольку неточности в проекте могут спровоцировать серьезные потери в процессе реализации данного проекта.

Важнейшим этапом любой экспертизы является выдача замечаний к представленной документации.

В соответствии с регламентом экспертиза выдает организации-заказчику (или проектировщику) локальные и сводные замечания ко всему объему проектной документации, которые должны быть устранены в определенный договором срок, путем оперативной переработки чертежей, схем, расчетов и других графических и текстовых документов в бумажном и электронном виде.

Результатом государственной экспертизы проектной документации (ПД) является заключение о её пригодности для разработки рабочей документации, на основании которой будет производиться строительство проектируемой ВЭС.

Экспертиза проектной документации – это регламентированная процедура, по итогам которой заявитель экспертизы (проектировщик, застройщик, технический заказчик) получает положительное заключение, если проект соответствует требованиям строительных норм и техническим регламентам, или отрицательное заключение, если замечания экспертов не устранены в процессе выполнения экспертных работ в установленный регламентом срок.

9.5. Рабочая документация

Рабочая документация (РД) разрабатывается в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009 [30].

В основном рабочая документация оформляется в графическом формате с точными координатами размещения зданий и сооружений, оборудования.

Рабочая документация содержит:

- детализованные габаритные чертежи, представленные на основе данных заводов-изготовителей по каждому разделу Проектной документации;
- спецификации оборудования (в том числе опросные листы), изделий и ведомости в потребности материалов;

- расчёты по нагрузкам на фундаменты, опорные конструкции;
- журналы по расходу товарно-материальных ценностей (ТМЦ).

На основании комплектов рабочей документации производится полный цикл выполнения строительного-монтажных и пуско-наладочных работ.

Типичный состав рабочей документации ВЭС включает в себя:

- состав проекта;
- генеральный план;
- архитектурно-строительные решения ограждения;
- архитектурно-строительные решения фундаментов распределительного устройства (РУ) ВЭС;
- архитектурно-строительные решения свайного поля опорных конструкций ВЭУ. Схема, характеристики;
- архитектурно-строительные решения фундаментов коммуникационных шкафов постоянного тока (КШПТ). Размещение, характеристика;
- архитектурно-строительные решения фундамента административно-бытового комплекса (АБК) ВЭС;
- архитектурно-строительные решения фундаментов информационно-измерительной системы (ИИС);
- характеристика здания АБК ВЭС;
- схемы электрические. Главная схема;
- схемы электрические. КЛ 10 кВ;
- схемы электрические. Постоянный ток;
- схемы электрические. Собственные нужды;
- схемы наружного электроосвещения;
- схемы молниезащиты и заземления;
- схемы водоснабжения и канализации здания офиса;
- схемы наружных сетей водоснабжения и водоотведения;
- расчет токов короткого замыкания;
- схемы пожарной сигнализации ВЭС;
- оборудование здания офиса. Технические требования на административно-бытовой комплекс (ТТ на АБК);
- схемы внутриплощадочных сетей связи;
- сборник спецификаций оборудования, изделий и материалов.

9.5.1. Авторский надзор

Согласно рабочей документации производится **авторский надзор** за строительством объекта – контроль лица, осуществившего подготовку проектной документации, за соблюдением в процессе строительства требований проектной документации, технических характеристик и художественных замыслов [31].

Авторский надзор проводят в отношении: строительно-монтажных работ, объекта строительства, конструктивных элементов и систем, исполнительной и сметной документации, документации по закупкам, материалов и оборудования. Основные задачи авторского надзора связаны с проведением проверок, которые должны быть направлены на:

- соблюдение технологии строительства – рабочая документация задает определенные технологии и методы работы, для которых определен порядок и условия их выполнения в соответствии с проектом производства работ. Авторский надзор должен гарантировать соответствие работ требованиям этих документов;

- достижение проектных значений – вид, свойства, пространственное размещение и другие характеристики проектируемой ВЭС после реализации строительно-монтажных работ должны совпадать со значениями, приведенными в рабочей документации;

- применение разрешенных материалов и оборудования – в ходе разработки рабочей документации окончательно выбирается всё используемое в процессе строительно-монтажных работ оборудование, изделия и материалы, удовлетворяющие требованиям по безопасности, прочности, надежности и экологичности. Задачей авторского надзора является проверка соответствия применяемых материалов, изделий и оборудования требованиям рабочей документации;

- обеспечения качества поставок – материалы, изделия и оборудование, поставляемые в процессе строительства ВЭС, сопровождаются сертификатами качества и безопасности. Авторский надзор необходим для подтверждения соответствия уровня качества используемых материалов условиям, поставленным в ходе проектного процесса.

Частные задачи, которые ставятся перед авторским надзором, зависят от индивидуальных особенностей строящейся ВЭС и видов производимых работ. Данный состав задач определяется на стадии разработки проектной документации в разделе Проект организации строительства (ПД ПОС). На основании частных задач устанавливаются требования по оценке, критерии приемки, права и роль проектировщиков в проведении авторского надзора.

В случае, если проектируемая ВЭС относится к особо опасным и технически сложным объектам в соответствии с Федеральным законом №384-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [18] процедура авторского надзора проводится в обязательном порядке.

Для не относящихся к ним проектируемых ВЭС авторский надзор является добровольным мероприятием – организация-заказчик (инвестор) должен предусмотреть данный вид контроля на этапе разработки проектной документации и заключить соответствующий договор с проектировщиком (проектной организацией).

Схема организации авторского надзора приведена на рис. 9.4.

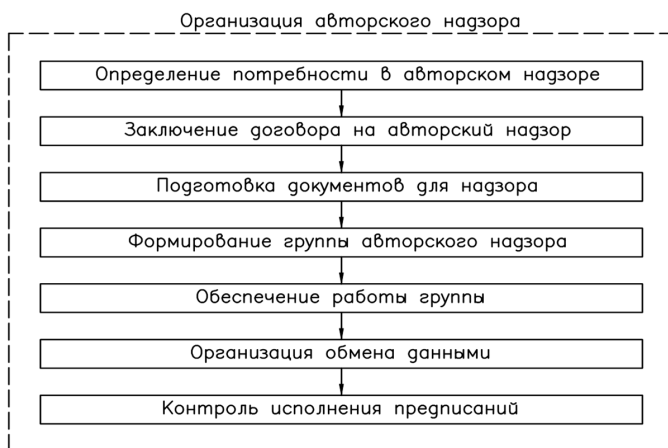


Рис. 9.4. Схема организации авторского надзора

Подготовка документов для авторского надзора относится к обязанностям проектировщика (проектной организации). Документы включают в себя:

- перечень основных работ, подлежащих надзору;
- перечень работ, скрываемых последующими работами и конструкциями;
- план-график надзорных мероприятий;
- смета затрат на проведение авторского надзора;
- журналы авторского надзора (могут быть подготовлены по всему объекту в целом, его частям или отдельным комплексам).

Группой авторского надзора является группа сотрудников проектной организации, выполняющей рабочую документацию по проектируемой ВЭС, которая включает от одного до нескольких сотрудников, формируется главным инженером проекта (ГИПОм) и осуществляет авторский надзор. Обеспечением работы группы авторского надзора занимается организация-заказчик, а исполнением предписаний сотрудников группы авторского надзора занимается застройщик под контролем организации-заказчика.

Также для окончательной привязки рабочих чертежей к местным условиям строительной площадки создаются **группы рабочего проектирования (ГРП)** – коллективы проектировщиков различных специальностей, откомандированных проектировщиком (проектной организацией) непосредственно на объект строительства для проектирования и увязки рабочей документации с учетом возникающих в процессе строительства обстоятельств [32].

Задачей ГРП является внесение изменений в рабочие чертежи, вызванных различными непредвиденными обстоятельствами.

9.6. Исполнительная документация

Исполнительная документация (ИД) разрабатывается согласно Приказу Ростехнадзора №1128 «Об утверждении и введении в действие Требований к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требований, предъявляемых к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения» [33].

ИД разрабатывается непосредственно застройщиком на основании проектной и рабочей документации.

Исполнительная производственная документация представляют собой документацию (графическую и текстовую), которая оформляется в процессе строительства и фиксирует процесс производства строительно-монтажных работ (СМР), а также техническое состояние объекта.

В состав исполнительной документации включает в себя обязательном порядке:

- акты освидетельствования ответственных конструкций;
- акты освидетельствования скрытых работ;
- акты испытаний;
- документы лабораторного контроля;
- сертификаты;
- исполнительные геодезические съемки;
- журналы работ и т.д.

Целью оформления исполнительной документации является [34]:

– контроль скрытых работ – контроль отдельных видов работ (устройство фундаментов, гидроизоляции, установка арматуры и закладных изделий в железобетонных конструкциях и т.п.), которые недоступны для визуальной оценки приемочными комиссиями при сдаче объекта строительства в эксплуатацию и скрываемые последующими работами и конструкциями;

– проведение технического надзора – контроль качества выполняемых подрядчиком строительных, ремонтных, монтажных и пусконаладочных работ на конкретном объекте и соответствия их проектным решениям;

– техническая документация фактических технических решений и фактического положения объектов – комплект документов, включающий систему графических, расчетных и текстовых материалов, используемых при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и капитальном ремонте, а также в процессе эксплуатации зданий и сооружений.

Исполнительная документация в обязательном порядке отображает ответственных лиц – руководителей и исполнителей работ, сроки планируемого проведения работ и сроки фактического выполнения работ.

Типичный состав исполнительной документации ВЭС включает в себя.

1. Паспорта качества и сертификаты соответствия на всё оборудование, конструкции, здания, используемые материалы (алюминиевый профиль, гнутый профиль, фотоэлектрический модуль, метиз, стяжка, гофры, кабельная продукция, бетон, щебень и т.д.).

2. Акт о передаче площадки под строительство.

3. Акт приёмки геодезической разбивочной основы для строительства (реперные точки).

4. Акт разбивки осей объекта капитального строительства на местности (оси).

5. Исполнительная геодезическая схема построения разбивочной сети строительной площадки ВЭС.

6. Акт разбивки осей объекта капитального строительства на местности (свайное поле).

7. Исполнительная геодезическая схема проектного положения свай.

8. Акт приемки работ по разбивке осей основания сооружения (ограждение).

9. Исполнительная геодезическая схема детальной разбивки системы ограждения.

10. Исполнительная геодезическая схема проектного положения свай.

11. Акт освидетельствования скрытых работ (свай).

12. Акт готовности строительной части сооружений к производству электро-монтажных работ.

13. Ведомость смонтированного материала.

14. Акт осмотра кабельной канализации в траншеях и каналах перед закрытием.

15. Исполнительная геодезическая схема детальной разбивки фундаментов.

16. Акт готовности строительной части сооружений к производству электро-монтажных работ.

17. Акт осмотра кабельной канализации в траншеях и каналах перед закрытием.

18. Акт освидетельствования скрытых работ.

19. Акт осмотра кабельной канализации в траншеях и каналах перед закрытием (силовые траншеи).

20. Исполнительная геодезическая схема снятия плодородного слоя под устройство внутриплощадочных проездов.

21. Акт освидетельствования скрытых работ (котлованы проездов).

22. Исполнительная геодезическая схема устройства котлована внутриплощадочных проездов.

23. Акт освидетельствования скрытых работ.

24. Исполнительная геодезическая схема устройства подстилающих слоев внутриплощадочных проездов.

25. Исполнительная схема устройства бетонной подготовки монолитных площадок и отмостки конвертеров ВЭУ.

26. Исполнительная схема армирования под монолитными площадками и отмостки конвертеров ВЭУ.

27. Акт освидетельствования скрытых работ (внутриплощадочные проезды).
28. Исполнительная геодезическая схема устройства конструктивных слоев внутриплощадочных проездов.
29. Акт осмотра и проверки состояния открыто проложенных заземляющих проводников.
30. Журнал авторского надзора.
31. Журнал работ по гидроизоляции, антикоррозийной защите, окраске стальных конструкций.
32. Журнал прокладки кабелей.
33. Технический отчет по измерениям и испытаниям в электроустановке.
34. Паспорт трассы волоконно-оптической линии передачи.
35. Акт технической готовности электромонтажных работ (ЭМР) ([35], форма 2).
36. Ведомость изменений и отступлений от проекта ([35], форма 3).
37. Ведомость технической документации ([35], форма 1).
38. Ведомость недоделок ([35], форма 4).
39. Ведомость смонтированного электрооборудования ([35], форма 5).
40. Акт передачи смонтированного оборудования для пусконаладочных работ (ПНР).
41. Акт приемки ПНР.

Содержание исполнительной документации приведено на рис. 9.5.

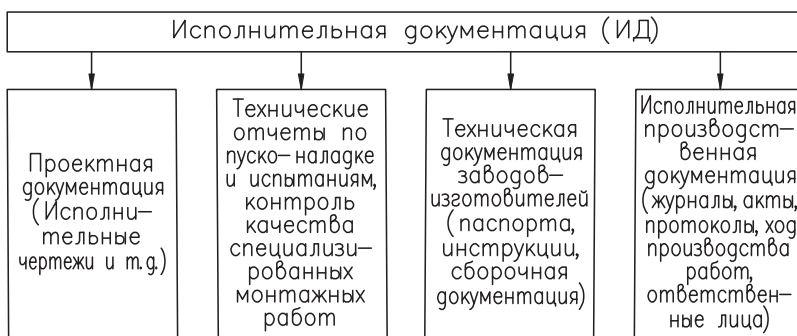


Рис. 9.5. Содержание исполнительной документации

9.7. Строительно-монтажные и пусконаладочные работы

9.7.1. Основания для строительства.

Разрешение на строительство и освобождение земли

Понятие строительства в широком смысле, включает в себя анализ существующего положения, проектирование, строительно-монтажные (СМР) и пусконаладочные работы (ПНР).

Основанием для строительства является: исходно-разрешительная документация (ИРД) и разрешение на строительство. Сбор ИРД предшествует проектированию, либо производится на самых ранних этапах процесса проектирования. В составе ИРД должно быть:

- документальное подтверждение права собственности (аренды) на землю, возможности строительства объекта на данном участке (градостроительная документация);

- согласование строительства с контролирующими органами и службами по санитарно-эпидемиологическому, пожарному, природно-ресурсному техническому и другим видам контроля;

- технические условия (ТУ) на инженерное и коммуникационное обеспечение объекта и другая необходимая документация.

Полный состав исходно-разрешительной документации определяется спецификой конкретного объекта и может в разных случаях заметно отличаться.

Для начала строительства объектов капитального строительства, указанных в статье 51 Градостроительного кодекса РФ [5] необходимо получить Разрешение на строительство. К подобным объектам также относятся ВЭС.

Этот документ подтверждает, что проект объекта соответствует требованиям градостроительного плана земельного участка.

К разрешению прилагается схема, на которой обозначено, где именно будут располагаться объекты ВЭС.

Такое разрешение выдается органами: городских и сельских поселков, местного управления городских округов, исполнительной власти субъектов РФ.

Порядок получения разрешения на строительство объекта капитального строительства регламентирован приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Приказ от 19 февраля 2015 г. №117/пр [36]).

Также в течение подготовительного периода перед началом строительства ВЭС производится демонтаж зданий и сооружений, располагающихся на площадке строительства.

Снос (демонтаж) зданий и сооружений относится к «Подготовительным работам» из перечня «Видов работ по строительству, реконструкции и капитальному ремонту» и требует получения свидетельства о допуске на виды работ, влияющих на безопасность объекта капитального строительства, в случае выполнения таких работ на объектах, указанных в статье 48.1 Градостроительного кодекса Российской Федерации: особо опасных, технически сложных и уникальных объектов [5]. Различие между работами по сносу здания или сооружения и его демонтажем заключается в том, что при сносе сооружение или здание разрушается полностью, а в процессе демонтажа стараются оставлять часть конструкций нетронутыми, чтобы затем использовать их повторно.

Снос зданий и сооружений, как правило, осуществляют специализированные демонтажные компании, обладающие всеми необходимыми лицензиями и сертификатами для выполнения таких работ, а также парком специальной техники.

В отдельных случаях демонтажные работы осуществляют строительные компании, специализирующиеся на строительстве зданий, но обладающие необходимой техникой и опытом.

С точки зрения проектного процесса работы по сносу или демонтажу объектов капитального строительства отображаются в седьмом разделе проектной документации (ПД).

9.7.2. Состав строительства

В состав строительства входят следующие объекты:

- временные здания и сооружения для обеспечения строительства;
- технологические проезды (дороги) к ВЭУ, электрическим ПС и другим объектам строительства и эксплуатации ВЭС;
- площадки обслуживания ВЭУ с фундаментами и системами заземления;
- ВЭУ, установленные на фундаментах и подключенные к сети главной схемы электрических соединений ВЭС;
- кабельные трассы главной схемы электрических соединений ВЭС;
- приемно-распределительная подстанция (ПС) главной схемы электрических соединений ВЭС;
- воздушные и кабельные ЛЭП 35-220 кВ схемы выдачи мощности (СВМ) ВЭС (присоединение ВЭС к энергосистеме);
- технологические, офисные и другие капитальные здания и сооружения в составе ВЭС на площадке станции или за ее пределами, построенные в соответствии с проектной документацией.

Состав строительства определяется проектом организации строительства (ПОС), разрабатываемым в шестом разделе проектной документации. Целью ПОС является плановый ввод в эксплуатацию нового объекта с одновременным и обязательным выполнением условий: безупречное качество всех работ; высокий уровень организационно-технического производства; минимальные затраты.

9.7.3. Экология строительства

Процессы воздействия строительства ВЭС на окружающую среду, как и в целом, воздействие от всех видов строительной индустрии влияют на образование ряда экологических проблем:

- чрезмерное потребление энергоресурсов, что приводит к истощению природных ресурсов, особенно невозобновляемых;

- изменение окружающей среды, ландшафтов;
- уничтожение представителей флоры и фауны за счет их вытеснения с привычных мест проживания;
- перегрузка транспортной системы, что приводит к загрязнению атмосферы;
- негативное воздействие сточных вод;
- увеличение количества бытового и промышленного мусора;
- загрязнение водоемов;
- затенение территорий, на которых производится застройка, что приводит к дефициту солнечного света, необходимого для жизнедеятельности флоры и фауны;
- работа на стройплощадках, губительная для здоровья людей.

Характер и источники воздействия на окружающую среду при строительстве ВЭС мало чем отличаются от соответствующих показателей других объектов капитального строительства.

9.7.4. Подготовительный период и обеспечение строительства ресурсами

Подготовка строительного производства включает в себя: общую организационно-техническую подготовку; подготовку к строительству объекта (ВЭС); подготовку строительной организации и подготовку строительного-монтажных работ (СМР).

Планирование строительства ведется упрощенными методами с составлением календарных линейных графиков, сетевых графиков и графиков поставок, которые разрабатываются в увязке с общим планом реализации проекта.

Материально-техническое обеспечение (МТО) строительства представляет собой организованный процесс комплектных поставок всех видов материально-технических ресурсов в строгом соответствии с технологической последовательностью производства строительного-монтажных работ.

МТО осуществляется заказчиками, генеральными подрядчиками и субподрядными организациями и регламентируется следующими основными документами. Окончательный выбор поставщиков осуществляется в результате торгов.

К началу производства работ по строительству ВЭС должны быть выполнены:

- внеплощадочные работы: строительство подъездных путей, ЛЭП и трансформаторных подстанций, сетей (или системы) водоснабжения и канализации, жилых городков для строителей, производственной базы строительных организаций, оборудование перевалочных баз и баз временного хранения, организация пожарной охраны, линий связи;
- внутриплощадочные подготовительные работы: создание геодезической разбивочной основы для строительства и геодезические разбивочные работы для прокладки инженерных сетей и дорог, строительства зданий и сооружений;

– освобождение строительной площадки (снос и демонтаж в соответствии с ПД), планировка территории застройки, водоотведение и устройство постоянных и временных дорог, ограждение строительной площадки с организацией в необходимых случаях контрольно-пропускного режима;

– организация сетей и средств связи для управления производством работ, в том числе оперативно-диспетчерского; обеспечение строительной площадки освещением, противопожарным водоснабжением, средствами пожаротушения, сигнализации.

9.7.5. Строительно-монтажные работы в строительстве

Строительно-монтажные СМР – это применение конкретного перечня последовательных операций, которые направлены на возведение зданий и сооружений, а также, установку необходимого оборудования.

СМР делятся на подготовительные, базовые и отделочные работы.

Исходя из направленности и ожидаемого результата, выделяют следующие основные виды СМР:

- общестроительные;
- транспортные;
- разгрузочно-погрузочные;
- специальные.

Общестроительные работы начинаются с земляных и включают еще 9 видов работ.

«Нулевой цикл» – начальная фаза стройки, которая включает в себя подготовку стройплощадки и подъездных путей к ней, проведение земляных работ, закладку фундамента.

После него следуют надземный и отделочный циклы.

В практике различают три главных метода организации производства СМР: последовательный, параллельный и поточный.

Основным документом, регламентирующим все строительно-монтажные действия в России, является СНиП [37].

Состав строительно-монтажных работ ВЭУ при крановом методе монтажа выглядит следующим образом:

- строительство фундамента с кабельными и другими каналами;
- выдержка бетона и сдача фундамента под нагрузку;
- установка на фундамент первой секции башни;
- установка внутреннего оборудования ВЭУ в первую секцию;
- установка второй секции башни;
- установка третьей секции башни;
- установка N-й секции башни;
- установка последней секции башни;

- раскрепление лестниц, внутреннего оборудования и кабелей башни;
- ревизия и оборудование гондолы грузоподъемными средствами;
- обтяжка фланцевых болтов секций башни второй этап (80%);
- оснащение гондолы подъемно-монтажным оснащением;
- подъем и установка гондолы на опорно-поворотное устройство (ОПУ);
- сборка ветроколеса и установка ротора целиком;
- поочередная стыковка лопастей с гондолой;
- обтяжка фланцевых болтов секций башни и лопастей третий этап (100%);
- монтаж подъемника, кабельных потоков, метеопоста и др. в башне и гондоле;
- наладка оборудования и систем ВЭУ.

9.7.6. Система контроля качества в строительстве

Система контроля качества в строительстве (СККС) включает в себя: государственный строительный надзор, строительный контроль (генподрядчик), авторский надзор (проектировщик).

1. Государственный строительный надзор (ГСН) – ведется уполномоченными органами исполнительной власти при новом строительстве и реконструкции объектов, в случае, если их проектная документация подлежит экспертизе согласно ст. 49 Градостроительного кодекса [5]. ГСН наделен правами приостанавливать стройку, штрафовать и инициировать возбуждение уголовных дел.

2. Определение строительного контроля и основные требования к его организации оговорены статьей 53 Градостроительного кодекса РФ [5].

Осуществление строительного контроля на объекте находится в компетенции:

- лица, ведущего строительство (генпорядчика) – это внутренняя производственная система контроля качества самой строительной организации;
- застройщика или технического заказчика, которые могут иметь собственную структуру технадзора или привлекать к работе по договору подряда специализированную организацию или/и разработчика (автора) проектной документации.

9.7.7. Пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы (ПНР) – это комплекс процессов по проверке, отладке, настройке, тестовому испытанию и вводу в эксплуатацию оборудования, установленного на объектах строительства.

Пусконаладочные работы – заключительная часть строительного-монтажных работ (СМР), которые нередко входят в комплекс ШМР – шеф-монтажных работ.

Шеф-монтажными называются работы организационно-технического и надзорного характера, которые, как правило, вместе с заказчиком проводят специалисты, представляющие сторону поставщика оборудования.

Как правило, пусконаладочные работы проводятся в 6 этапов.

1. Подготовительный:

- получение у заказчика технической документации – проектной и эксплуатационной, входящей в комплект поставки электрооборудования;
- изучение электрической части проекта;
- получение от заказчика согласованных уставок устройств защиты и автоматики;
- подбор приборов и технических средств наладки;
- подбор комплекта прямо-сдаточной документации;
- разработка программы работ с учетом мероприятий по обеспечению ТБ.

2. Индивидуальное опробование:

- снятие и настройка статических и динамических характеристик отдельных элементов и комплектных устройств и сопоставление их с расчетными данными проекта, а также с данными инструкций предприятий-изготовителей;
- опробование схем управления, защиты и сигнализации в рабочих режимах;
- проверка работы электрооборудования на холостом ходу и под нагрузкой.

3. Пусковые работы:

- внешний осмотр электрооборудования на соответствие проекту, оценка его состояния;
- выявление внешних дефектов;
- проверка правильности выполнения схем первичной и вторичной коммутации;
- измерение сопротивления изоляции электроустановки;
- сборка и разборка испытательных схем;
- проверка и настройка отдельных элементов и функциональных групп;
- проверка параметров и снятие характеристик отдельных элементов и устройств;
- регулировка релейно-контакторной аппаратуры, предварительная настройка параметров электрооборудования и установок релейной РЗА;
- опробование схем управления защиты и сигнализации.

4. Наладка и комплексное опробование:

- обеспечение взаимных связей и совместной работы устройств в составе электроустановки и механизмов в составе агрегата;
- согласование входных и выходных параметров и характеристик отдельных агрегатов в составе технологического комплекса;
- обеспечение на электроустановках и агрегатах электрических параметров и режимов, предусмотренных проектом, а также их устойчивой работы в эксплуатационных режимах посредством корректировки параметров и характеристик регуляторов и аппаратов.

5. Режимная наладка: заключается в проведении Режимно-наладочные испытания – это комплекс мероприятий, направленных на вывод оборудования на проектные режимы, во всем диапазоне рабочих ветров, а также обеспечения экономичной работы данного оборудования.

Режимные испытания и наладка ВЭУ ВЭС в период опытно –промышленной эксплуатации для проверок при максимальных рабочих скоростях ветра, а также при максимальных и минимальных эксплуатационных температурах. Испытания в таком режиме обычно занимают до года.

6. Оформление технической документации:

- оформление отчетной и приемо-сдаточной документации;
- составление в одном экземпляре протоколов испытаний (измерений) по результатам выполненных пусконаладочных работ;
- внесение в один экземпляр исполнительных принципиальных электрических схем проекта изменений, выполненных в процессе пусконаладочных работ.

Процессы СМР и ПНР строящейся ВЭС ведутся под руководством шеф-инженеров организаций-производителей оборудования. Корректное проведение пуско-наладочных работ обеспечивает исправность и готовность оборудования к работе.

9.7.8. Рабочая и приемочная комиссия

Рабочая комиссия – это временный коллегиальный орган, назначаемый заказчиком в целях комплексной проверки готовности законченного строительством объекта к предъявлению приемочной комиссии.

Порядок и продолжительность работы рабочих комиссий определяется заказчиком по согласованию с генеральным подрядчиком.

В состав рабочих комиссий включаются представители заказчика – председатель комиссии, генерального подрядчика, субподрядных организаций, эксплуатационной организации, генерального проектировщика, органов государственного надзора и др.

Рабочие комиссии в соответствии с градостроительным кодексом и другими руководящими документами РФ выполняют проверку построенного объекта и приемку оборудования и систем после индивидуальных испытаний и комплексного опробования ВЭС.

По результатам работы рабочей комиссии оформляется акты приёмки объектов в эксплуатацию и объект переходит в собственность заказчика.

По результатам проверок рабочая комиссия должна составить акт о готовности ВЭС для предъявления приемочной комиссии, а также подготовить сводные материалы о готовности объекта к приемке в эксплуатацию приемочной комиссией.

Приёмочная комиссия – это временный коллегиальный орган, устанавливающий и документально подтверждающий соответствие законченного строительством объекта, утверждённой в установленном порядке проектной документации требованиям нормативных документов, а также фиксирующий готовность построенного объекта к эксплуатации.

В состав приёмочной комиссии по вводу в эксплуатацию законченных строительством объектов производственного назначения входят представители инвестора, заказчика, генерального подрядчика и генерального проектировщика.

Законченный строительством объект предъявляется инвестору к вводу в эксплуатацию после письменного заявления заказчика в соответствии с приёмочным актом рабочей комиссии.

Работа государственной комиссии заключается в проверке документов, предъявленных заказчиком, осмотре объектов и подведении итогов и принятия решения о вводе объекта в эксплуатацию.

Перед вводом построенного объекта в эксплуатацию инвестор должен иметь следующий пакет юридических документов:

- разрешение на ввод объекта в эксплуатацию от приёмочной комиссии;
- включение построенного объекта в государственную статистическую отчётность;
- техническую паспортизацию объекта в бюро технической инвентаризации;
- государственную регистрацию объекта;
- разрешение на начало эксплуатации объекта в соответствии с его назначением.

9.8. Организация эксплуатации ВЭС и ее особенности

9.8.1. Основные понятия по эксплуатации энергетического оборудования

Эксплуатация объекта – это использование его по назначению в течении проектного срока жизни.

В соответствии с п. 3.1.2. ГОСТ 2.601-2013 ЕСКД [38]: «Эксплуатация – это стадия жизненного цикла изделия с момента принятия его потребителем от предприятия-изготовителя или ремонтного предприятия до отправки в ремонт или списания».

На стадии эксплуатации технического объекта или системы реализуется, поддерживается и восстанавливается её качество.

Эксплуатация, как часть жизненного цикла, включает в себя такие этапы, как прием и монтаж оборудования с последующим вводом в эксплуатацию, а также амортизацию, хранение и списание оборудования.

Эксплуатация включает в себя в общем случае: транспортирование, хранение, использование по назначению (после приемки из СМР), техническое обслуживание и ремонт (ТОиР).

Эксплуатация ВЭС – это эксплуатация комплексного объекта электроэнергетики, включающего в себя ВЭУ и широкий перечень электрического, механического и другого оборудования, зданий и сооружений (ЗиС), систем и прочее.

9.8.2. Руководящие документы по эксплуатации зданий и сооружений (ЗиС) и оборудования ВЭС

Поскольку ВЭС является комплексным объектом энергетики, включающим в себя множество разнородных элементов, существует большое количество руководящих документов в области эксплуатации для каждого из этих элементов.

Основным документом в области технической эксплуатации ветроэлектростанций является общий документ, регламентирующий правила эксплуатации всех электростанций: СО 153-34.20.501-03 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (ПТЭ ЭСис) [39].

Так, в соответствии с главой 1 ПТЭ ЭСис «Организация эксплуатации», пунктом 1.1.8: «На каждом энергообъекте между структурными подразделениями должны быть распределены функции и границы по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций». Данное распределение функций обеспечивается соответствующим приказом по энергетическому предприятию.

По отношению к зданиям и сооружениям (ЗиС) ВЭС основным руководящим документом является Градостроительный кодекс РФ [5] – Глава 6.2. «Эксплуатация зданий, сооружений». В соответствии с его статьей 55.24 п. 5: «Эксплуатация зданий, сооружений, в том числе содержание автомобильных дорог, должна осуществляться в соответствии с требованиями технических регламентов, проектной документации, нормативных правовых актов Российской Федерации, нормативных правовых актов субъектов РФ».

Таким образом, поскольку данный документ устанавливает в качестве руководящего документа ВЭС её проектную документацию, то для неё, в свою очередь, нормативным документом является Постановление Правительства РФ №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [20].

По отношению к электрическому оборудованию ВЭС помимо «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (ПТЭ ЭСис) [40], в которых приведены общие положения в области эксплуатации электростанций, эксплуатация энергоприемников ВЭС регламентируется на основе «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ ЭП) Раздел 1. «Организация эксплуатации электроустановок» [24].

Примером одного из специальных нормативных документов в области эксплуатации ВЭС является стандарт организации «ИНВЭЛ»: СТО 70238424.27Л00.061-2009. Ветроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования [41].

9.8.3. Персонал для эксплуатации ВЭС и ВДК

Персонал ветроэлектростанций и ветродизельных комплексов необходим для выполнения функций их эксплуатации. Для поддержания надежной и эффективной работы необходимо выполнение комплекса мероприятий, таких как:

- круглосуточное оперативно-диспетчерское управление ВЭС, мониторинг и обслуживание (обеспечивает оперативный персонал);

- круглогодичное транспортное обеспечение (обеспечивает собственная структура Службы механизации и транспорта и/или договоры с транспортными организациями);

- техническое обслуживание и ремонты электросетевых объектов ВЭС, в том числе ЛЭП и ПС главной схемы ВЭС по многолетним графикам (обеспечивает оперативный и ремонтный персонал электросетевых специалистов);

- техобслуживание и ремонты электросетевых объектов схемы выдачи мощности (СВМ) ВЭС, в том числе ЛЭП и ПС по многолетним графикам (обеспечивает оперативный и ремонтный персонал электросетевых специалистов);

- техническое обслуживание и ремонт системы электротехнического оборудования (ЭТО) ВЭУ – генераторов, внутренних кабельных магистралей, электрических шкафов, инверторов, схем и устройств освещения, обогрева, вентиляции, пожарно-охранной вентиляции и др. (обеспечивает ремонтный персонал – специалисты инженеры электрики и электромеханики);

- техническое обслуживание и ремонт механической части вращающихся машин и механизмов ВЭУ – ветровых колес, главных валов, мультипликаторов, генераторов, систем pitch-регулирования и механизмов поворота гондолы по ветру (обеспечивает ремонтный персонал – специалисты инженеры механики и электро-механики);

- техническое обслуживание и ремонт электромеханических и микропроцессорных средств РЗА, СДТУ и ИТ-систем (в том числе оптоволокна, WF, интернет-подключений) (обеспечивает ремонтный персонал – специалисты инженеры РЗА, электроники и системные администраторы);

- техническое обслуживание и ремонт метеорологических приборов, КИП и САУ ВЭУ;

- программно-техническое обеспечение функционирования SCADA, АСДУ, АСУТП и АСКУЭЭ и др. (обеспечивает ремонтный персонал – специалисты инженеры КИП, электроники, системные администраторы и ИТ-специалисты);

- эксплуатация строительной части и технологических систем зданий и сооружений (ЗиС) ВЭС и СВМ ВЭС (обеспечивает ремонтный персонал – инженеры и техники строители).

Таким образом, можно отметить, что ввод в работу спроектированной и построенной ВЭС требует: опережающей специальной подготовки эксплуатирующего персонала по различным специальностям и его участия в монтаже и наладке

оборудования, заключения соответствующих договоров по созданию структуры эксплуатации по всем направлениям между собственником ВЭС и эксплуатирующей организацией, а также, при необходимости, требуется заключение субподрядных договоров между эксплуатирующей ВЭС организацией и специализированными организациями по необходимыми специальным видам работ технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

В случае если проект ВЭС реализуется для совместной работы с существующими или вновь проектируемыми дизельными электростанциями (ДЭС), т.е. создается ветродизельный энергетический комплекс (ВДК), в условиях изолированных энергетических узлов (например, в районах Дальнего Востока и Арктики), то это приводит к появлению нескольких существенных обстоятельств.

Во-первых, в отдаленном населенном пункте появляется новейшее оборудование, требующее квалифицированного персонала на месте, надежных систем связи, мониторинга и передачи данных (ПД), высококвалифицированного персонала сервисных служб, готовых немедленно дать детальные консультации или срочно отправиться на место для устранения дефектов, аварий и наладки ВЭУ и другого оборудования.

И, во-вторых, в составе ВЭУ и ВЭС работают ответственные механические, электрические, электронные, ИТ и другие узлы, агрегаты, средства и системы, многие из которых предполагают подключения к соответствующей инфраструктуре (прежде всего, интернет-подключения).

9.8.4. Виды эксплуатационных работ

В соответствии с определением [42] эксплуатацией называется использование технической системы по назначению. Применительно к энергетическому оборудованию использование электрооборудования и сооружений ВЭС по назначению сводится к оперативно-диспетчерскому управлению работой ветроэлектростанции. Для поддержания станции в рабочем состоянии проводится техническое обслуживание оперативным и оперативно-ремонтным персоналом и ремонты оборудования ремонтным персоналом (собственным или по договору).

Оперативно-диспетчерское управление ВЭС и техническое обслуживание оборудования оперативным (оперативно-ремонтным) персоналом ВЭС включает в себя:

- комплекс работ по ведению требуемого режима работы ВЭС для максимального использования ветрового потенциала (максимизация $K_{иум}$) под управлением регионального диспетчерского управления (РДУ) или другого;
- производство плановых и внеплановых осмотров оборудования (выявление замечаний и дефектов (ошибок) визуальными или с помощью SCADA или других средств);

– подготовку оборудования к производству ТОиР ремонтным персоналом (т.е. операций по отключению и выводу ВЭУ в ремонт, заземлению и допуску ремонтных бригад);

– приемки оборудования из ремонта и производство операций по вводу его в работу;

– ведение оперативных журналов и другой документации.

В соответствии с действующим нормативно-технической документацией (НТД) Техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) являются составной частью системы эксплуатации оборудования объекта и его структуры.

Техническое обслуживание (ТО) – комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при его использовании по назначению, ожидании (готовности ВЭУ), хранении и транспорте.

Ремонт – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурса изделия или его составных частей.

Техническое обслуживание (ТО) имеет следующие виды (составляющие):

– оперативное техническое обслуживание в порядке текущей эксплуатации – оперативно-техническое обслуживание (ОТО) оборудования оперативным и оперативно-ремонтным персоналом, предусмотренное должностными инструкциями для дежурного персонала (в процессе оперативного обслуживания, в том числе выполнение работ в порядке текущей эксплуатации);

– регламентное (плановое) техническое обслуживание – техническое обслуживание, постановка на которое осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической или эксплуатационной документации (регламентные работы по графику (инструкции) производителя ВЭУ);

– внеплановое (неплановое) техническое обслуживание – техническое обслуживание, постановка на которое осуществляется без предварительного назначения, по техническому состоянию (устранение замечаний). Потребность в этих работах выявляется при проведении периодических осмотров, мониторинга технического состояния с помощью систем и средств технической диагностики. Устраняются выявленные замечания путем планирования ТО или Р на время технологических перерывов.

К эксплуатационным работам относятся ремонты оборудования, зданий, сооружений, систем.

Текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных частей (устранение отказов и неисправностей путём замены износившихся деталей (кроме базовых)).

Средний ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры. Для ВЭУ средний ремонт обычно не предусматривается.

Капитальный ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые: восстановление работоспособности деталей и агрегатов методами наплавки, напыления и другой обработки. При этом допускается замена любых деталей, включая базовых.

Для продления эксплуатации оборудования после или до капитального ремонта может быть принято решение о продлении ресурса ВЭУ путем проведения модернизации ВЭУ (продление эксплуатации с заменой отдельных узлов и агрегатов), реконструкции ВЭС путем замены одной, нескольких или всех ВЭУ на новые установки (продление эксплуатации путем реконструкции энергетического объекта по разработанной проектной документации на реконструкцию (ПД на реконструкцию) или вывод ВЭУ и ВЭС из работы на консервацию (продолжение эксплуатации в виде сохранения в состоянии, обеспечивающем повторный ввод в работу).

С точки зрения планирования ремонтов они классифицируются следующим образом:

– **плановый ремонт** – ремонт, постановка на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации (по многолетнему план-графику);

– **неплановый ремонт** – ремонт, постановка изделий на который осуществляется без предварительного назначения (по необходимости);

– **регламентированный ремонт** – плановый ремонт, выполняемый с периодичностью и в объеме, установленными в эксплуатационной документации, независимо от технического состояния изделия в момент начала ремонта (по графику);

– **ремонт по техническому состоянию** – ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными в нормативно-технической документации, а объем и момент начала ремонта по техническому состоянию энергоустановки, изделия, узла, агрегата.

9.8.5. Ликвидация аварий и Аварийно-восстановительные ремонты (ЛААВР)

Важнейшей составной частью системы эксплуатации энергетического объекта является готовность технологической структуры и персонала к ликвидации аварий. Для этого должно иметься соответствующее материально-техническое обеспечение – так называемый неснижаемый аварийный запас (НАЗ) энергетического объекта, который не следует путать с расходными материалами и запасными частями, инструментами и принадлежностями (ЗИП) [43] для проведения плановых регламентных работ по ТОиР.

Данная готовность обеспечивается с помощью системы контроля состояния объекта, включающей в себя дежурный персонал, SCADA и систему мониторинга АСУ ТП, оперативного выявления и учета дефектов и замечаний, осуществляемого

дежурным и административно-техническим персоналом и АСУ ТП и срочной ликвидации аварийных дефектов и плановое устранение замечаний, осуществляемого административно-техническим персоналом, дежурным и ремонтным персоналом.

Структура управления энергетическими объектами в аварийной ситуации предусматривает несколько стадий. При возникновении аварии автоматическое управление осуществляется во временном диапазоне от 0,05 до 5–10 секунд, при этом работает противоаварийная автоматика и запрещается вмешательство эксплуатирующего персонала. В ходе стадии автоматического управления выполняется ликвидация аварийного режима работы средствами РЗА и промышленной автоматики с созданием устойчивого послеаварийного режима работы.

Следующей стадией управления энергетическими объектами в аварийной ситуации является диспетчерское управление, которое осуществляется во временном диапазоне до нескольких часов и суток. При этом выполняется ввод резервных мощностей и включение резервных и выведенных в плановый ремонт ЛЭП и определение и вывод из работы поврежденного оборудования.

Последней стадией управления в аварийной ситуации является административно-техническое (в том числе финансовое) управление, которое занимает недели, месяцы и более. На этой стадии проводится мобилизация структурных подразделений и собственного персонала для восстановительного ремонта оборудования и заключение подрядных договоров для ремонта аварийного оборудования.

В электроэнергетике оперативно-диспетчерское и административно-техническое управление электрических станций, сетей и энергосистем разделены.

При выполнении аварийно-восстановительных ремонтов на ВЭС персонал должен проявлять профессионализм и натренированность, должно обеспечиваться наличие постоянно пополняемого, неснижаемого аварийного запаса НАЗ и ЗИП ВЭС, а также в распоряжении эксплуатационно-ремонтного персонала должен находиться мобильный парк специальной техники – технологические машины, механизмы и специальная оснастка.

9.8.6. Особенности эксплуатации схемы выдачи мощности ВЭС

Для эксплуатации электросетевого хозяйства – схемы выдачи мощности (СВМ) – ВЭС необходимо создать свою сетевую структуру в составе ВЭС или/и заключить необходимые договоры с филиалами межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК) или сетевыми организациями.

Для эксплуатации электросетевого оборудования СВМ достаточно крупных ВЭС (установленной мощностью более 50 МВт) необходимо создавать собственную сетевую структуру подобную филиалу МРСК. В данную структуры должны входить следующие подразделения:

- служба механизации и транспорта (СМИТ) – транспортное обеспечение СВМ ВЭС;
- район электрических сетей (РЭС) – оперативно-техническое обслуживание ЛЭП и ПС-35/110–220 кВ. Также РЭС может отвечать за кабельные (6–10 кВ) линии главной схемы ВЭС;
- служба подстанций – ТОиР электрического оборудования ПС 6–10 кВ ВЭС и силовых трансформаторов ВЭУ;
- служба высоковольтных линий ЛЭП 35–220 кВ;
- служба релейной защиты и автоматики (РЗА) – все виды работ в соответствии с типовыми функциями в отношении всего оборудования СВМ ВЭС;
- служба телемеханики, вычислительной техники, ИТ (ТМ-ВТ) – сбор, передача и отображение телеинформации и телеуправления в АСДУ РЭС;
- служба средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ) – обеспечение работы УКВ, ВЧ и телефонной связи и телемеханики объектов СВМ;
- служба материально-технического снабжения (МТС);
- оперативно-диспетчерская служба (ОДС) собственного сетевого филиала;
- производственно-техническая служба (ПТС) – планирование, контроль и отчетность по работе филиала МРСК;
- договорный отдел – учет покупки и продаж электрической энергии, договорные дела;
- отдел ОТ и ТБ – контроль работы с персоналом, экзамены по правилам технической эксплуатации и технике безопасности (ПТЭиТБ), расследование отказов и дефектов оборудования СВМ, поверки ТБ и пожарной безопасности;
- администрация предприятия (со Штабом ГО и ЧС) – планирование и выполнение мероприятий структуры на случай стихийных бедствий, системных аварий и т.п.

Требования к оснащению сетевой СВМ ВЭС могут быть существенно большими, чем структура самой ВЭС. Таким образом более рациональной является передача СВМ в эксплуатацию существующим филиалам электрических сетей с заключением соответствующего договора.

9.8.7. Подготовка персонала для нового энергетического объекта

Система опережающей подготовки персонала для эксплуатации строящейся ВЭС должна учитывать достаточно короткий срок строительства ВЭС. Для обеспечения ввода в работу и ее дальнейшей эффективной работы необходимо заранее до окончания строительства и начала пусконаладочных работ заключение между производителем ВЭУ, собственником ВЭС и эксплуатирующей организацией соответствующих договоров, которые обеспечивают:

- прохождение обучения групп специалистов по эксплуатации различных систем ВЭУ и ВЭС в учебном центре фирмы производителя ВЭУ по утвержденным программам;
- участие специалистов будущей эксплуатирующей организации в процессе монтажа и пуско-наладочных работ ВЭС;
- создание (организация) системы эксплуатации оборудования ВЭС по всем необходимым направлениям.

Контрольные вопросы и задания

1. Основные этапы проектирования и строительства ВЭС.
2. С какой целью производится предпроектная проработка ВЭС?
3. В чем состоит различие градостроительного и технического аудита земельного участка, используемого для строительства ВЭС?
4. Что такое техническое задание на проектирование ВЭС?
5. Как разделяются зоны ответственности организации-заказчика, проектировщика и застройщика в процессе проектирования?
6. Какие существуют и с какими целями выполняются различные виды инженерных изысканий в рамках проектного процесса в ветроэнергетике?
7. Какие существуют разделы проектной документации?
8. Из каких глав состоит смета на строительство ВЭС?
9. Для каких объектов производится государственная и негосударственная экспертиза проектов?
10. Как выглядит схема прохождения экспертизы проектной документации?
11. Какие экспертизы проводятся для проектной документации?
12. Какие материалы содержит рабочая документация?
13. С какой целью производится авторский надзор?
14. С какой целью создаются группы рабочего проектирования?
15. Какие материалы содержит исполнительная документация?
16. Какие документы являются основанием для строительства?
17. Какие объекты входят в состав строительства ВЭС?
18. Какие экологические проблемы возникают в процессе строительства?
19. Как классифицируются строительно-монтажные работы?
20. Что включает в себя система контроля качества в строительстве?
21. Из каких этапов состоят пусконаладочные работы?
22. В чем состоит различие рабочей и приёмочной комиссий в строительстве?
23. Какие мероприятия выполняет эксплуатационный персонал ВЭС и ВДК?
24. Какие существуют виды эксплуатационных работ?
25. Как классифицируются ремонты с точки зрения объемов замены деталей и планирования?

Список литературы

1. ГОСТ 2.114-95. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Технические условия.
2. ГОСТ 19.201-78. Межгосударственный стандарт. Единая система программной документации. Техническое задание. Требования к содержанию и оформлению.
3. EMD International A/S – WindPRO. – URL.: <https://www.emd-international.com/windpro/>
4. EMD International A/S – WAsP. – URL.: <https://www.emd-international.com/windpro/wasp-products/>
5. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 №190-ФЗ: принят Гос. Думой 22 дек. 2004 г.: одобрен Советом Федерации 24 дек. 2004 г.: (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2024).
6. СП 47.13330.2016. Свод правил. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения.
7. СП 11-104-97. Свод правил. Инженерно-геодезические изыскания для строительства.
8. ПТБ-88. Правила по технике безопасности на топографо-геодезических работах. Согласованы 16 ноября 1988 г. Утверждены 9 февраля 1989 г. №2/21.
9. ГОСТ 5686-2012. Межгосударственный стандарт. Грунты. Методы полевых испытаний сваями.
10. СП 20.13330.2011. Свод правил. Нагрузки и воздействия. Актуализованная редакция СНиП 2.01.07-86.
11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 7. Утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204.
12. СП 11-102-97. Свод правил. Инженерно-экологические изыскания для строительства.
13. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 (ред. от 15.09.2023) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
14. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ: принят Гос. Думой 28 сен. 2001 г.: одобрен Советом Федерации 10 окт. 2001 г.: (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2024).
15. Воздушный кодекс Российской Федерации от 19.03.1997 №60-ФЗ: принят Гос. Думой 19 фев. 1997 г.: одобрен Советом Федерации 5 мар. 1997 г.: (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2024).
16. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ: принят Гос. Думой 12 апр. 2006 г.: одобрен Советом Федерации 26 мая 2006 г.: (с изм. и доп., вступ. в силу с 30.12.2023).
17. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

18. Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 14.11.2023) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
19. Постановление Правительства РФ от 5.03.2007 г. №145 (ред. от 15.09.2023) «О порядке организации и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий».
20. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 (ред. от 15.09.2023) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
21. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281.
22. Постановление Правительства РФ от 17.10.2009 №823 (ред. от 30.12.2022) «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» электроэнергетики».
23. Руководящие указания по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления от 27.08.1987 № 11619ТМ-Т1. Утверждены от 27 августа 1987 г. №71.
24. Приказ Минэнерго России от 13.01.2003 №6 «Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителей».
25. Федеральный закон от 21.12.1994 №69-ФЗ (ред. от 19.10.2023) «О пожарной безопасности».
26. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ (ред. от 03.07.2016) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
27. ГОСТ 12.1.004-91. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. Дата введения 1992-07-01.
28. МДС 81-35.2004. Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации.
29. Федеральный закон от 23.11.1995 №174-ФЗ (ред. от 19.12.2023) «Об экологической экспертизе».
30. ГОСТ Р 21.1101-2009. Национальный стандарт Российской Федерации. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
31. Федеральный закон от 30.12.2009 №384-ФЗ (ред. от 02.07.2013) «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
32. СНБ 1.03.03-2019 «Снос зданий и сооружений».
33. Приказ Ростехнадзора от 26.12.2006 №1128 «Об утверждении и введении в действие Требований к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требований, предъявляемых к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения РД-11-02-2006 (форма акта освидетельствования скрытых работ)». Ред. от 09.11.2017.

34. МДС 12-9.2001. Положение о заказчике при строительстве объектов для государственных нужд на территории Российской Федерации. Утверждено постановлением Госстроя России №58 от 08.06.2001.

35. И 1.13-07 Инструкция по оформлению приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам. – М.: Ассоциация «Росэлектромонтаж», 2007.

36. Приказ Минстроя России от 19.02.2015 №117/пр «Об утверждении формы разрешения на строительство и формы разрешения на ввод объектов в эксплуатацию».

37. СНиП 3.01.01-85. Строительные нормы и правила. Организация строительного производства.

38. ГОСТ 2.601-2013. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.

39. СО 153-34.20.501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утверждены приказом Минэнерго России от 19.06.03 №229.

40. Приказ Минэнерго России от 19.06.2003 №229 (с изм. на 13.02.2019) «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

41. СТО 70238424.27Л00.061-2009. Стандарт организации НП «ИНВЭЛ». Ветроэлектростанции (ВЭС). Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

42. ГОСТ 25866-83. Государственный стандарт Союза ССР. Эксплуатация техники. Термины и определения.

43. ГОСТ 2.601-2019. Национальный стандарт Российской Федерации. Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.

10. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ МОЩНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЭУ И ВЭС

10.1. Особенности способов управления мощностью ВЭУ

В настоящее время существуют две наиболее распространенные конструкции системных ВЭУ – с нерегулируемыми и регулируемыми лопастями ВК (в зарубежной классификации-stall-регулирование и pitch-регулирование). Кроме того, в последние годы все большее число больших ВЭУ (мегаваттного класса) оснащаются так называемым активным механизмом stall-регулирования мощностью ВЭУ.

Рассмотрим особенности этих способов управления мощностью ВЭУ.

Особенности аэродинамики ВЭУ с нерегулируемыми лопастями ВК при $\varphi^0 = \text{const}$ (или stall-управление) представлены на рис. 10.1 [1]. В данном случае регулирование мощности ВЭУ осуществляется за счет срыва потока, появления турбулентных вихрей или умышленного разделения потока, ведущего к уменьшению скоростей потока на верхней части лопасти ВК. Такие ВЭУ подключаются к большой энергосистеме и работают со скоростью вращения ВК $\omega_{\text{ВК}} = \text{const}$ вне зависимости от фактической скорости и направления ветра \vec{V} при $\varphi^0 = \text{const}$. При этом после пуска ВЭУ при $V \geq V_P^{\text{min}}$ аэродинамический угол атаки – α (угол между хордой профиля лопасти ВК и вектором скорости ветра – \vec{V}) возрастает с увеличением скоростей потока при V в диапазоне от V_P^{min} до V_P^N . В этой зоне лопасть ВК почти оптимально обтекается потоком воздуха без отрыва от ее поверхности.

При достижении номинального диапазона скоростей ветра угол α начинает превышать $\alpha^{\text{крит}}$, при котором еще реализуется условие оптимального обтекания потоком воздуха верхней кромки лопасти ВК. Поток уже не может «следить» за поверхностью контура лопасти. Он разделяется на вихри или замедляется на стороне всасывания лопасти (правая сторона лопасти на рис. 10.1). Из-за этого подъемная сила профиля лопасти уменьшается [2].

Разделение потока на лопасти ВК не всегда происходит на углах атаки, соответствующих стационарному потоку воздуха для профиля (это так называемые *статическое разделение* потока). Указанное разделение потока зависит от угла атаки α (особенно во время порывов ветра) и на трехмерном потоке ветра, попадающем на лопасти ВК, возникает так называемое *динамическое разделение* потока воздуха на лопасти ВК. Из-за этого поток воздуха «ломается» на больших углах атаки α . При этом из-за больших аэродинамических нагрузок возникает перегрузка элементов ВЭУ и, особенно, генератора. Периодические аэродинамические силы могут достигать такой величины, что могут даже разрушить ВК.

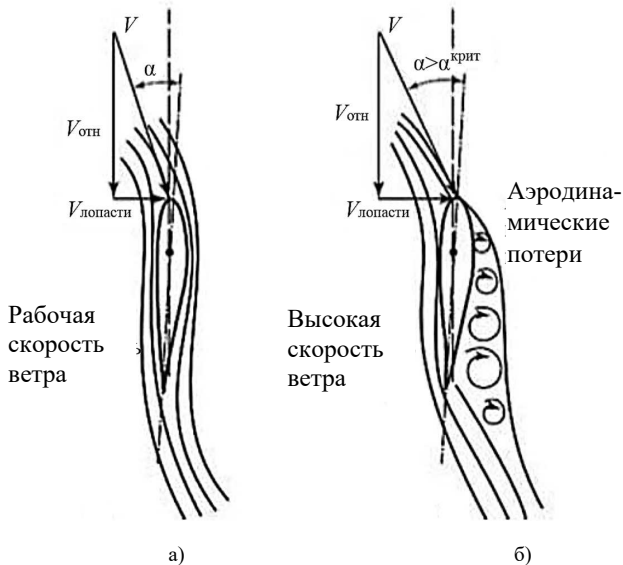


Рис. 10.1. Особенности аэродинамики ВЭУ с нерегулируемыми лопастями ВК при $\varphi^0 = \text{const}$ и $w_{\text{ВК}} = \text{const}$ при разных значениях и направлениях вектора скорости:

- а) оптимальные условия аэродинамики лопасти ВК при $\varphi^0 = \text{const}$;
- б) не оптимальные условия аэродинамики лопасти ВК при $\varphi^0 = \text{const}$

Типовая мощностная характеристика ВЭУ со stall-управлением представлена на рис. 10.2 [3].

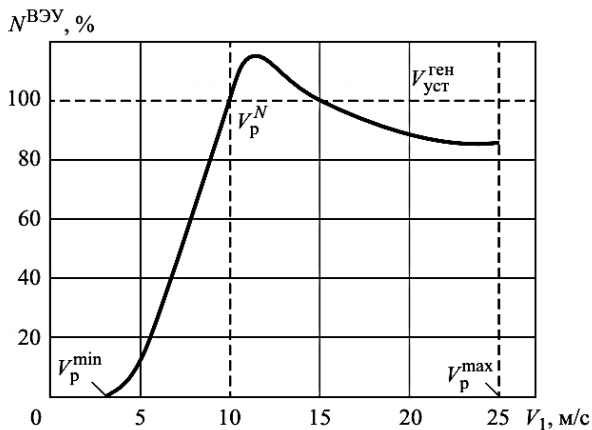


Рис. 10.2. Типовая мощностная характеристика ВЭУ со stall-управлением $\varphi^0 = \text{const}$

Для этой характеристики присущи следующие особенности. В диапазоне скорости ветра V от V_P^{\min} до V_P^N полезная мощность ВЭУ резко возрастает по зависимости близкой к трех-кубичной параболы. Для скорости ветра V немного выше V_P^N полная мощность ВЭУ примерно до 10% превышает $N_{уст}^{ген}$, т.е. генератор работает с перегрузкой. При дальнейшем росте V до V_P^{\max} из-за роста аэродинамических потерь мощность ВЭУ $N_{ВЭУ}$ резко снижается по зависимости близкой к гиперболической до $N_{ВЭУ} < N_{уст}^{ген}$.

Аэродинамика ВЭУ с регулируемыми лопастями ВК ($\varphi = \text{var}$ или pitch-управление) представлена на рис. 10.3 [3].

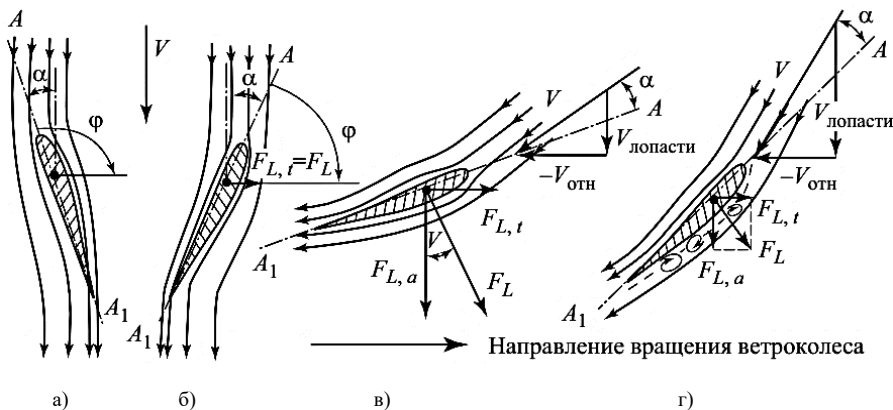


Рис. 10.3. Аэродинамика ВЭУ с регулируемыми лопастями ВК ($\varphi = \text{var}$):

а – флюгерное положение лопасти, когда $F_L = 0, w_{ВК} = 0, N_{ВЭУ} = 0$;

б – пуск ВЭУ, когда F_L равно силам трения и инерции масс ВЭУ, т.е. $F_L = F_{тр}, w_{ВК} \neq 0$;

в – ламинарное обтекание потоком лопастей ВК при V в диапазоне от V_P^{\min} до V_P^N , когда $0 \leq N_{ВЭУ} < N_{уст}^{ген}$;

г – отрыв потока от верхней поверхности лопасти, когда $V_P^N \leq V < V_P^{\max}, w_{ВК} \neq 0, N_{ВЭУ} = N_{уст}^{ген} = \text{const}$;

AA_1 – хорда лопасти ветроколеса; $F_{L,t}$ – тангенциальная составляющая подъемной силы;

$F_{L,a}$ – осевая составляющая подъемной силы

Непрерывная регулировка лопастей ВК в зависимости от величины скорости ветра V позволяет изменять угол установки лопастей таким образом, чтобы облегчить оптимальные аэродинамические условия обтекания их без отрыва потока от поверхностей лопастей и тем самым регулировать доступную для ВК мощность воздушного потока.

Pitch-управление позволяет во многом избежать срыва потока (рис. 10.3г). Это особенно нужно, когда угол установки лопасти изменяется в сторону их меньших значений для управления полезной мощностью ВЭУ. Во флюгерном положении ВК напоминает флюгер и не вращается или вращается очень медленно при $N_{ВЭУ} = 0$ (рис. 10.3а).

Механизм pitch-управления путем изменения угла установки лопасти при скорости ветра, равной V_p^{\min} вызывает начальный пуск или старт ВЭУ, когда развиваемая при этом подъемная сила F_L становится больше сил трения и сил инерции массы ВЭУ в целом (рис. 10.36).

После достижения оптимального положения лопасти при $V_p^{\min} < V \leq V_p^N$ имеет место ламинарное обтекание потока лопасти ВК, при этом $N_{ВЭУ} < N_{уст}^{\text{ген}}$. При дальнейшем увеличении V мощность потока начинает превышать $N_{уст}^{\text{ген}}$, а за счет увеличения угла установки лопасти возможно появление отрывного потока (или вихрей) на верхней стороне лопастей ВК, за счет чего увеличиваются потери мощности потока и обеспечивается соблюдение условия: $N_{ВЭУ} = N_{уст}^{\text{ген}} = \text{const}$ (рис. 10.4).

Для локальной энергосистемы, где мощности потребителей ограничены и не всегда требуется обеспечение условия $N_{ВЭУ}(V(t)) \rightarrow \text{max}$, регулировка лопастей ВК позволяет обеспечить условие $N_{ВЭУ}(V(t)) \equiv P_{\text{потр}}(t)$, т.е. обеспечить баланс производства и потребления мощности.

По сравнению со stall-управлением, pitch-управление, за счет непрерывного регулирования угла установки лопастей ВК позволяет достаточно безопасно реализовать переход мощности ВЭУ от $N_{уст}^{\text{ген}}$ до нуля при $V > V_p^{\text{max}}$. Механизм pitch-управления предотвращает появление высоких механических напряжений в механизмах ВЭУ, снижает негативное влияния на сеть или на обычные резервные мощности электростанций. Типовая мощностная характеристика реальной ВЭУ с pitch-регулированием представлена на рис. 10.4.

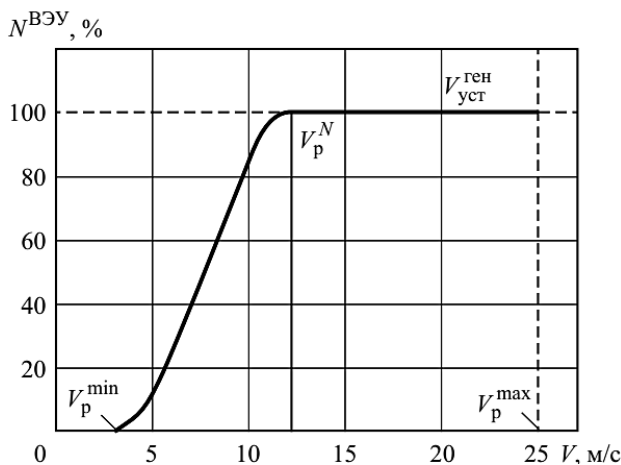


Рис. 10.4. Типовая мощностная характеристика реальной ВЭУ с pitch-регулированием ($\varphi = \text{var}$)

В настоящее время все большее число ВЭУ мегаваттной мощности начинают оснащаться так называемым механизмом активного stall-регулирования положения лопастей ВЭУ. Технически они почти аналогичны ВЭУ с pitch-регулированием мощности ВЭУ и отличаются от последних наличием нескольких фиксированных положений лопастей ВК, т.е. они реагируют не на непрерывное, а на дискретное регулирование угла установки лопастей ВК.

Подводя итог всему сказанному выше, следует заметить, что производители ВЭУ, как правило, предоставляют мощностную характеристику ВЭУ для некоторых обобщенных условий: высота установки ВЭУ – на уровне моря; плотность воздуха $\rho = 1,226 \text{ кг/м}^3$ и температура $t^\circ = +15^\circ$. Это означает, что для реальных условий заводские характеристики $N_{\text{ВЭУ}}(V)$ должны учитывать влияние всех основных факторов, о которых шла речь выше.

10.2. Модельные и натурные характеристики ВЭУ

Как было сказано выше, производители ВЭУ предоставляют на рынок так называемую приведённую мощностную характеристику ВЭУ, соответствующую стандартной атмосфере согласно требованиям DIN5450 [4]. При этом для каждой мощностной характеристики $N(V)$ производитель задает указанные выше три характерных значения скорости ветра:

– V_p^{\min} , м/с – пусковая или минимальная рабочая скорость ветра для рассматриваемой модели ВЭУ;

– V_p^N , м/с – номинальная или расчетная рабочая скорость ветра;

– V_p^{\max} , м/с – максимальная рабочая скорость ветра.

На практике же определение точного значения V_p^N осложняется многими факторами, например, турбулентностью ветра, из-за которой реальная мощностная характеристика ВЭУ с регулируемыми лопастями отличается от полученной с помощью математических моделей производителем (рис. 10.5). В зоне вблизи от V_p^N кривая $N(V)$ практически является не ломаной, а плавной кривой.

Кроме того, учитывая все возможные влияющие факторы на фактическую мощность ВЭУ в реальных условиях, натурная характеристика $N(V)$ представляется в виде множеств рабочих точек (рис. 10.6) [2].

Как следует из рисунка 10.6 общий разброс значений $N(V)$ достигает до ± 50 кВт и даже более для некоторых точек вблизи $V_p^N = 15$ м/с. Тем самым в зоне малых скоростей ветра относительная ошибка в величине полезной мощности ВЭУ может достигать 20–30% [2].

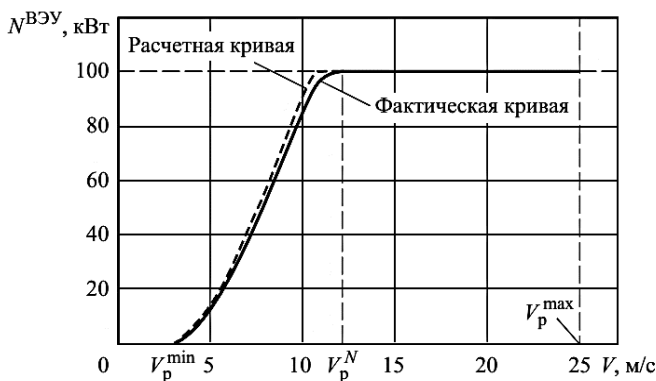


Рис. 10.5. Рассчитанная и фактическая кривая $N_{\text{ВЭУ}}(V)$ для ВЭУ модели Growian мощностью 3 МВт

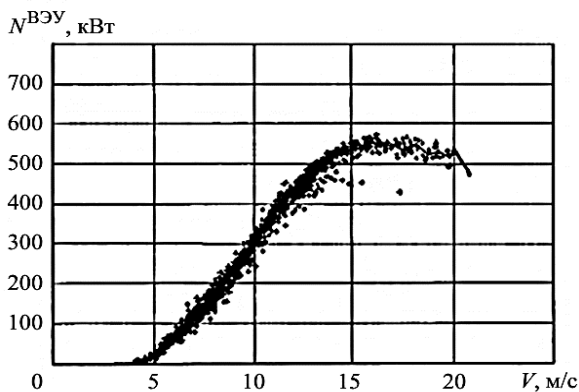


Рис. 10.6. Фактическая кривая мощности ВЭУ со stall-управлением при оценке средней скорости ветра за интервал 10 минут

10.3. Влияние основных факторов на мощностную (или энергетическую) характеристику ВЭУ

Производители ВЭУ предоставляют обычно мощностную (или энергетическую) характеристику ВЭУ – $N_{\text{ВЭУ}}(V)$ ($\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}(V)$) для следующих условий: средний уровень моря, плотность воздуха $1,226 \text{ кг/м}^3$, температура $+15^\circ\text{C}$; ветроколесо ВЭУ оптимально ориентировано относительно направления набегающего ламинарного потока воздуха; заданная высота башни H_G ; заданное число лопастей n_L , диаметр ветроколеса $D_{\text{ВК}}$, скорость вращения ветроколеса $w_{\text{ВК}}$; изолированное расположение ВЭУ.

Реальные условия использования ВЭУ могут отличаться от указанных выше и значительно влиять на энергетические показатели ВЭУ.

10.3.1. Влияние среднегодовой скорости ветра на годовую выработку ВЭУ и оптимальную скорость вращения ВК ВЭУ

На рисунке 10.7 [2] представлена экспериментальная зависимость годовой выработки $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ от среднегодовой скорости ветра V_0 на высоте ступицы ветрового колеса ВЭУ, перпендикулярно направленной к плоскости ветроколеса ВЭУ мощностью 3 МВт типа Growain при $w_{\text{ВК}} = \text{var}$.

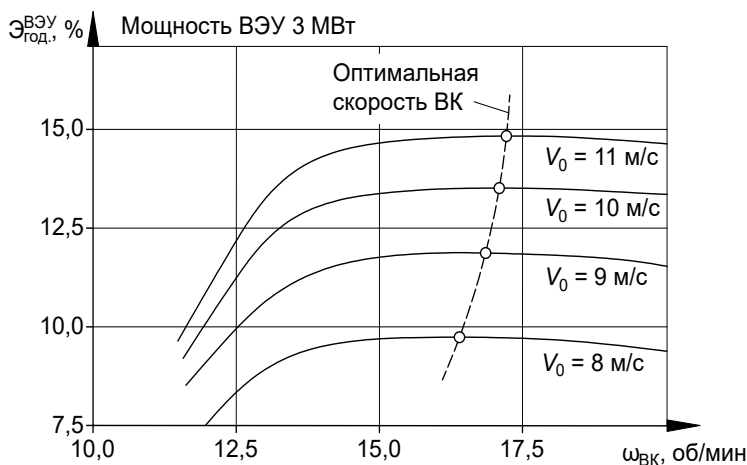


Рис. 10.7. Влияние среднегодовой скорости ветра V_0 на $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ и оптимальную скорость вращения ВК ВЭУ

Из анализа представленных данных следует, что годовая выработка ВЭУ мало изменяется в диапазоне скорости вращения ВК $w_{\text{ВК}}$ от 15 до 20 об/мин и резко уменьшается для $w_{\text{ВК}}$ меньше 15 об/мин. Особенно это характерно для зоны $w_{\text{ВК}}$ вблизи 12,5 об/мин, что необходимо учитывать при выборе расчетной скорости ветра для конкретной модели ВЭУ.

В то же время $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ существенно зависит от средней скорости ветра V_0 на высоте башни ВЭУ H_6 . Изменение средней скорости ветра на 1 м/с в диапазоне от 8 м/с до 11 м/с приводит к увеличению $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ пропорционально росту V_0 .

Из рисунка 10.7 также следует, что при $V_0 \geq 10 \text{ м/с}$ оптимальная скорость вращения ВК практически не изменяется, находясь в пределах от 17,1 до 17,2 об/мин. При уменьшении V_0 с 10 м/с до 8 м/с – оптимальная скорость вращения ВК уменьшаются почти по линейному закону.

10.3.2. Влияние плотности воздуха на мощностную характеристику ВЭУ

Плотность воздуха зависит от высоты местности над уровнем моря и температуры окружающего воздуха, что необходимо учитывать при проектировании ВЭУ. Изменения плотности воздуха и, следовательно, подведенной к ВЭУ мощности потока воздуха, ощущается при изменении высоты местности на сотни метров и при изменении температуры воздуха по сезонам. В главе 5 представлены зависимости плотности воздуха ρ , кг/м³ от температуры воздуха t°С и высоты местности над уровнем моря – ∇ , м. Из данных этого рисунка следует что $\rho(t^{\circ}\text{C})$ при $\nabla(\text{м}) = \text{const}$ изменяется по линейному закону обратно пропорциональному росту t°С. Это означает, что зимой при температуре –20°С и летом при температуре +20°С мощности ВЭУ будут отличаться друг от друга из-за уменьшения ρ примерно на 13–14%.

Кроме того, при постоянной T°С = +15°С и высоте над уровнем моря, изменяющейся от 0 до 2400 м плотность воздуха изменяется от 1,2025 кг/м³ до 0,9025 кг/м³, т.е. уменьшается на 25%. На эти же 25% при этом уменьшается и мощность, генерируемая ВЭУ, из-за уменьшения подведенной мощности и ветрового потока.

В соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1-2011 [5] требуется коррекция паспортной энергетической характеристики ВЭУ в случае, если среднегодовое значение плотности воздуха на площадке ВЭС отличается более чем на 0,05 кг/м³ от стандартного значения 1,225 кг/м³.

Расчет фактической среднегодовой плотности воздуха на площадке ВЭС проводится следующим способом: плотность сухого воздуха ρ может быть определена путем применения закона идеального газа по формуле (10.1):

$$\rho(t^{\circ}, \nabla) = 3,4837 \cdot \frac{P}{t^{\circ}}, \quad (10.1)$$

где t° – температура окружающей среды в градусах Кельвина, P – атмосферное давление в кПа зависит от высоты над уровнем моря и до высоты 5000 метров аппроксимируется уравнением (10.2):

$$P = 101,29 - 0,011837 \cdot \nabla + 4,793 \cdot 10^{-7} \cdot \nabla^2, \quad (10.2)$$

где ∇ , м – высота над уровнем моря.

Коррекция энергетической характеристики ВЭУ на фактические условия для ВЭУ с регулируемыми и нерегулируемыми лопастями ведется по-разному:

Для ВЭУ с регулируемыми лопастями ВК изменение ρ ведет к смещению расчетной скорости ветра V_P^N в сторону больших (или меньших) значений (рис. 10.8). Ориентировочно это смещение V_P^N можно найти по формуле (10.3):

$$V_P^N(\nabla_1) = V_P^N(\nabla_0) \cdot \left(\frac{\rho_0(\nabla_0)}{\rho_1(\nabla_1)} \right)^{1/3}, \quad (10.3)$$

где $\rho_1(\nabla_1)$ – фактическая плотность воздуха на высоте ∇_1 , м над уровнем моря и среднесуточной температуре на площадке ВЭС; $\rho(\nabla_0)$ – плотность воздуха на среднем уровне моря при температуре 15°C ($\rho_0(\nabla_0) = 1,225 \text{ кг/м}^3$).

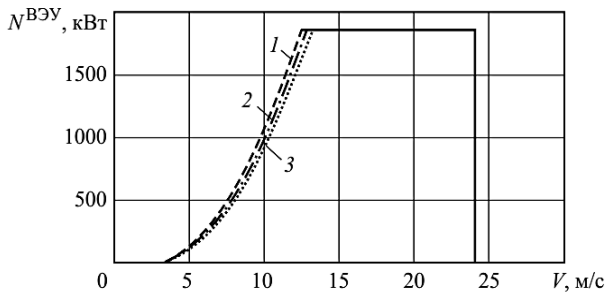


Рис. 10.8. Влияние плотности воздуха на мощностную характеристику ВЭУ с регулированием лопастей ветроколеса:

1 – $\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$; 2 – $\rho = 1,150 \text{ кг/м}^3$; 3 – $\rho = 1,090 \text{ кг/м}^3$

По формуле (10.3) следует пересчитать все значения скорости, лежащие левее V_p^N .

Для ВЭУ с нерегулируемыми лопастями ВК ведется пересчет мощности во всем диапазоне рабочих скоростей ветра по формуле (10.4).

$$N_1(\rho_1) = N_0(\rho_0) \cdot \frac{\rho_0(\nabla_0)}{\rho_1(\nabla_1)}. \quad (10.4)$$

Для таких ВЭУ уменьшение плотности ведет к смещению номинальной мощности в сторону более высоких скоростей ветра (рис. 10.9), что, в свою очередь, влияет на оптимальную скорость вращения ветроколеса.

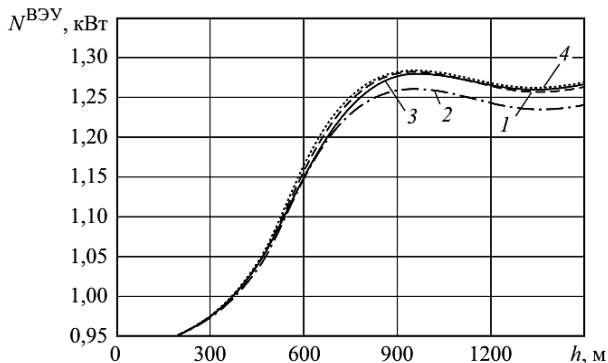


Рис. 10.9. Влияние плотности воздуха на мощностную характеристику ВЭУ с нерегулируемыми лопастями ветроколеса:

1 – $\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$, угол поворота лопастей 35° ;
 2 – $\rho = 1,150 \text{ кг/м}^3$, угол поворота лопастей 35° ; 3 – $\rho = 1,150 \text{ кг/м}^3$, угол поворота лопастей 223° ;
 4 – $\rho = 1,15 \text{ кг/м}^3$, оптимальная скорость вращения ветроколеса

Пример 1. Требуется ли коррекция на плотность воздуха энергетической характеристики ВЭУ на площадке, где $\nabla = 1000$ м и среднегодовая температура 0°C ?

Решение:

Определим фактическую плотность воздуха ρ в зависимости от температуры и высоты над уровнем моря по формулам (10.1)–(10.2):

Атмосферное давление по формуле (10.2):

$$P = 101,29 - 0,011837 \cdot 1000 + 4,793 \cdot 10^{-7} \cdot 1000^2 = 89,93 \text{ кПа.}$$

Средняя плотность воздуха ρ на площадке определяется по формуле (10.1):

$$\rho(t^\circ, \nabla) = 3,4837 \cdot \frac{89,93}{(273,15+0)} = 1,147 \text{ кг/м}^3.$$

Поскольку средняя плотность воздуха на площадке $1,147 \text{ кг/м}^3$ меньше на $0,078 \text{ кг/м}^3$ от стандартного значения $1,225 \text{ кг/м}^3$, то необходимо выполнить коррекцию энергетической характеристики ВЭУ на рассматриваемой площадке. Отказ от учета средней плотности воздуха на площадке ВЭС приведет к завышению в определении, как валовых, так и технических ресурсов ветра на площадке ВЭС.

Пример 2.

Дано: Энергетическая характеристика ВЭУ модели АВЭУ-30 для стандартных условий в табл. 10.1.

Таблица 10.1

**Энергетическая характеристика ВЭУ модели АВЭУ (30 кВт)
для стандартных условий**

$N, \text{ кВт}$		0,0	0,0	1,0	2,3	4,7	8,2	13,0	24,0	30,0	30,0	30,0
$V, \text{ м/с}$	$\Delta = 0 \text{ м,}$ $t = 15^\circ\text{C}$	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	...	25,0

Требуется: пересчитать энергетическую характеристику ВЭУ модели АВЭУ-30 для различных условий:

- а) $\nabla = 2000$ м и температура – $(+20^\circ\text{C})$;
- б) $\nabla = 0$ м и температура – (-20°C) .

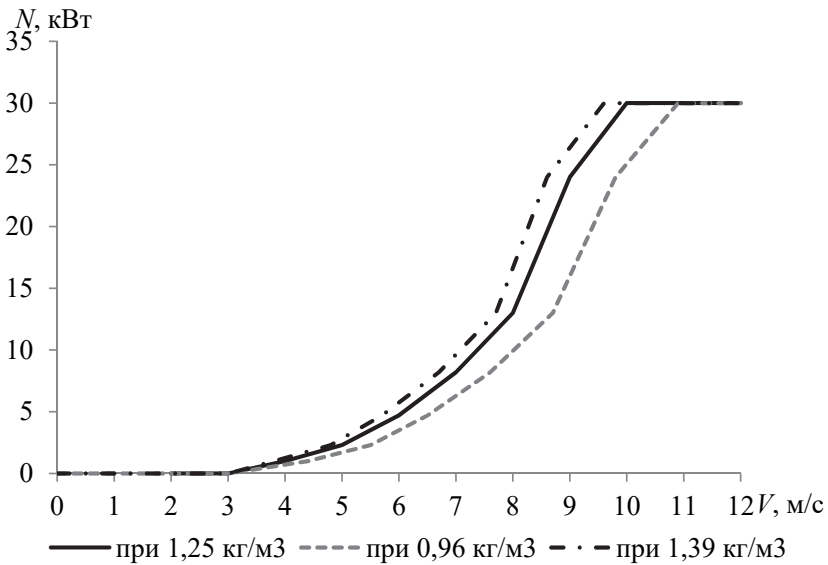
По формулам (10.1)–(10.2) были рассчитаны плотности воздуха ρ в зависимости от температуры и высоты над уровнем моря:

- а) $\rho = 1,01 \text{ кг/м}^3$ при $\nabla = 2000$ м и температуре – $(+20^\circ\text{C})$;
- б) $\rho = 1,39 \text{ кг/м}^3$ при $\nabla = 0$ м и среднегодовой температуре – (-20°C) .

Данная модель ВЭУ с регулируемыми лопастями, поэтому пересчет мощностной характеристики для различной плотности воздуха производится по формуле (10.3). Результаты расчета представлены в табл. 10.2 (рис. 10.10).

**Энергетические характеристики ВЭУ модели АВЭУ (30 кВт)
для различной плотности воздуха**

N , кВт		0,0	0,0	1,0	2,3	4,7	8,2	13,0	24,0	30,0	30,0	30,0
V , м/с при	$\Delta = 0$ м, $t = 15^\circ\text{C}$; $\rho = 1,225$ кг/м ³	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	...	25,0
	$\Delta = 2000$ м, $t = 20^\circ\text{C}$; $\rho = 1,01$ кг/м ³	2,0	3,0	4,4	5,5	6,5	7,6	8,7	9,8	10,9	...	25,0
	$\Delta = 0$ м, $t = -20^\circ\text{C}$; $\rho = 1,39$ кг/м ³	2,0	3,0	3,8	4,8	5,7	6,7	7,7	8,6	9,6	...	25,0



**Рис. 10.10. Энергетические характеристики ВЭУ модели АВЭУ (30 кВт)
для различной плотности воздуха**

Пример 3.

Дано: Энергетическая характеристика ВЭУ модели Е31-20 для стандартных условий в табл. 10.3.

Таблица 10.3

Энергетическая характеристика ВЭУ модели Е31-20 для стандартных условий

$V, \text{ м/с}$	1	3	4	6	8	10	12	14	17	19	21	23	26
$N, \text{ кВт}$	0	0	2	16	36	50	58	60	55	47	36	27	0

Требуется пересчитать мощностную характеристику ВЭУ модели Е31-20 для различных условий:

а) $\nabla = 2000 \text{ м}$ и температура $(+20^\circ\text{C})$;

б) $\nabla = 0 \text{ м}$ и температура (-20°C) ;

в) $\nabla = 50 \text{ м}$ и температура $(+5^\circ\text{C})$.

По формулам (10.1)–(10.2) были рассчитаны плотности воздуха ρ в зависимости от температуры и высоты над уровнем моря:

а) $\rho = 1,01 \text{ кг/м}^3$ при $\nabla = 2000 \text{ м}$ и температуре $(+20^\circ\text{C})$;

б) $\rho = 1,39 \text{ кг/м}^3$ при $\nabla = 0 \text{ м}$ и температуре (-20°C) ;

в) $\rho = 1,261 \text{ кг/м}^3$ при $\nabla = 50 \text{ м}$ и температуре $(+5^\circ\text{C})$.

Данная модель ВЭУ с нерегулируемыми лопастями, поэтому пересчет мощностной характеристики для различной плотности воздуха производится по формуле (10.4). Результаты расчета представлены в табл. 10.4 (рис. 10.11).

Таблица 10.4

Энергетические характеристики модели Е31-20 для различной плотности воздуха

$V, \text{ м/с}$		1	3	4	6	8	10	12	14	17	19	21	23	26
$N, \text{ кВт}$ при	$\Delta = 0 \text{ м},$ $t = 15^\circ\text{C},$ $\rho = 1,25 \text{ кг/м}^3$	0	0	2	16	36	50	58	60	55	47	36	27	0
	$\Delta = 2000 \text{ м},$ $t = 20^\circ\text{C},$ $\rho = 1,01 \text{ кг/м}^3$	0	0	1,5	12,3	27,6	38,4	44,5	46,1	42,2	36,1	27,6	20,7	0
	$\Delta = 0 \text{ м},$ $t = -20^\circ\text{C},$ $\rho = 1,39 \text{ кг/м}^3$	0	0	2,2	17,8	40,0	55,6	64,5	66,7	61,2	52,3	40,0	30,0	0
	$\Delta = 50 \text{ м},$ $t = 5^\circ\text{C},$ $\rho = 1,261 \text{ кг/м}^3$	так как $\Delta\rho = 1,226 - 1,261 = 0,03 \text{ кг/м}^3 < 0,05 \text{ кг/м}^3$, то коррекция характеристики не требуется												

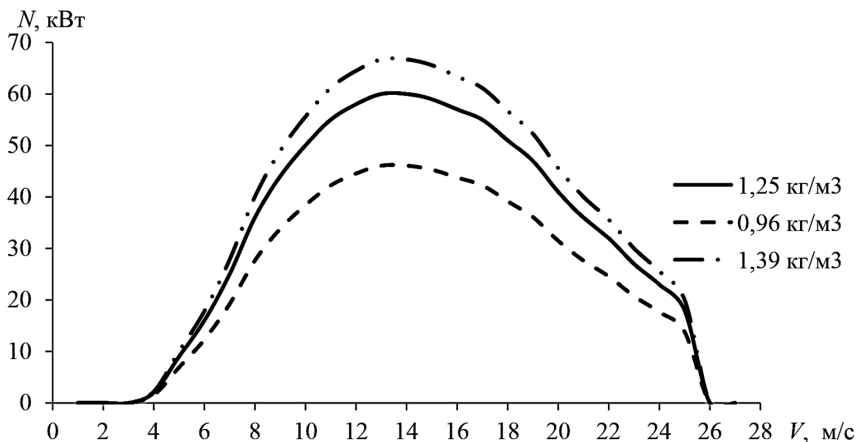


Рис. 10.11. Энергетические характеристики ВЭУ модели E31-20 для различной плотности воздуха

10.3.3. Влияние диаметра ВК на годовую выработку ВЭУ

На рисунке 10.12 представлены экспериментальные данные по влиянию диаметра ВК $D_{ВК}$ на изменение годовой выработки ВЭУ $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{\text{год}}(V)$ мощностью 3 МВт при ($V = 9,36$ м/с) на высоте башни [2].

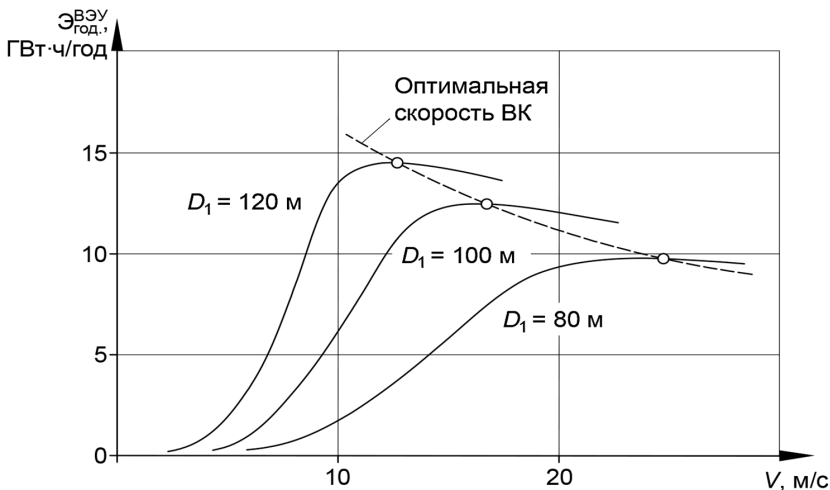


Рис. 10.12. Влияние диаметра ветроколеса на энергетическую характеристику ВЭУ и годовую выработку ВЭУ

Из представленных данных следует, что уменьшение $D_{ВК}$ ведет как к уменьшению $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}(V)$ для каждого значения скорости ветра $V = \text{const}$, так и к смещению самой характеристики в сторону больших значений скоростей.

Причина уменьшения $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}$ в основном объясняется уменьшением ометаемой площади ВК при уменьшении D_1 , м.

10.3.4. Влияние удельной подведенной мощности ветра на удельную годовую выработку ВЭУ

На рисунке 10.13 [2] представлены экспериментальные данные, позволяющие оценить влияние удельной подведенной мощности ветра $N_{уд}$ при разных значениях среднегодовой скорости ветра V_0 на высоту башни, на удельную годовую выработку ВЭУ $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{уд}$, определяемую по формуле (10.5):

$$\mathcal{E}_{ВЭУ}^{уд} = \mathcal{E}_{ВЭУ}^{год} / F_{ВК}, \quad (10.5)$$

где $F_{ВК}$ – ометаемая площадь ветроколеса.

Из приведенных на рис. 10.13 данных следует что для малых значений V_0 (от 4 до 6 м/с) $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{уд}$ практически не изменяется в широком диапазоне $N_{уд}$ от 200 до 1000 Вт/м² из-за учета ограничения по установленной мощности генератора ВЭУ.

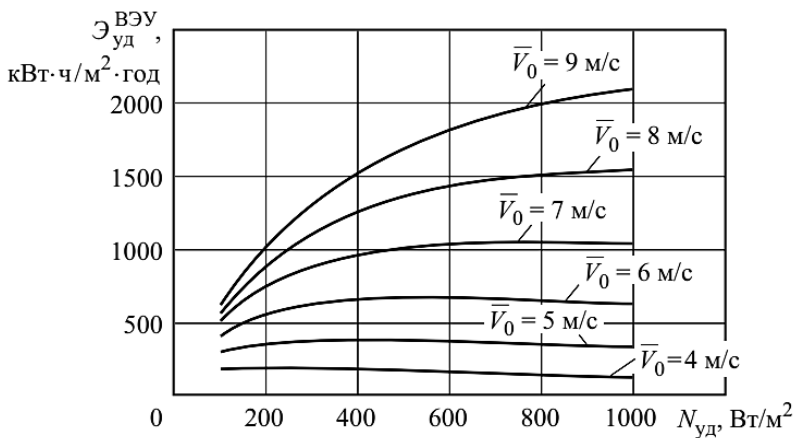


Рис. 10.13. Влияние $N_{уд}$ на $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{уд}$ для разных значений V_0

10.3.5. Влияние работы ВЭУ с переменной скоростью вращения ВК на энергетические характеристики ВЭУ

На рисунках 10.14 и 10.15 представлены экспериментально полученные характеристики $N_{ВЭУ}(V, \omega_{ВК})$ и $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}(h_r)$ ВЭУ модели Growian с переменными φ и $\omega_{ВК}$ в диапазоне $0,4 \dots 1,0$ от номинальной скорости вращения ветроколеса в зоне частичных нагрузок ВЭУ от V_p^{\min} до V_p^N [2].

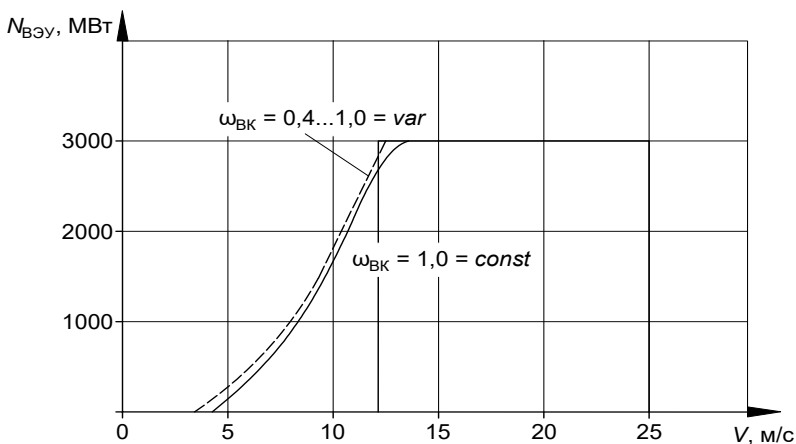


Рис. 10.14. Влияние изменения $\omega_{ВК}$ в диапазоне $0,4 \dots 1,0$ от номинальной скорости вращения ветроколеса в зоне частичных нагрузок ВЭУ модели Growian на мощностную характеристику ВЭУ

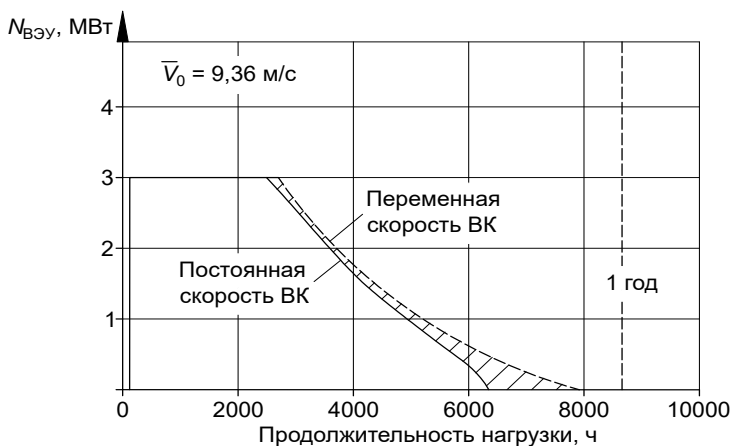


Рис. 10.15. Зависимость выработки электроэнергии ВЭУ модели Growian мощностью 3 МВт в зоне частичных нагрузок от продолжительности нагрузок ВЭУ

На основе анализа этих данных для ВЭУ с pitch-регулированием было выявлено, за счет изменения $\omega_{ВК}$ в диапазоне 0,4...1,0 от номинальной скорости вращения ветроколеса происходит увеличение полезной мощности и выработки ВЭУ от 3% до 5%. Однако, для таких ВЭУ вырастают дополнительные затраты из-за усложнения электрических компонентов ВЭУ. Компенсация этих дополнительных затрат в ВЭУ с переменной $\omega_{ВК}$ допустима за счет снижения динамических нагрузок на компоненты ВЭУ и снижению аэродинамического шума при работе ВЭУ. Иногда небольшие ВЭУ оснащаются вместо системы плавного изменения $\omega_{ВК}$ двумя генераторами с разными значениями скоростей вращения.

10.3.6. Влияние высоты башни ВЭУ на выработку электроэнергии

На рисунке 10.16 представлены зависимости увеличения $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}$ (%) для $H_б$ (в примере от 60 м до 120 м) для трех разных мест расположения ВЭУ: 1 – прибрежные территории; 2 – места с хорошими ветрами на суше; 3 – места со слабыми ветрами на суше [2]. Из приведенных данных следует, что наиболее чувствительны к увеличению $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}$ с ростом $H_б$ территории со слабыми ветрами. Все три зависимости почти линейны по отношению к изменению $H_б$ в диапазоне от 80 до 120 м.

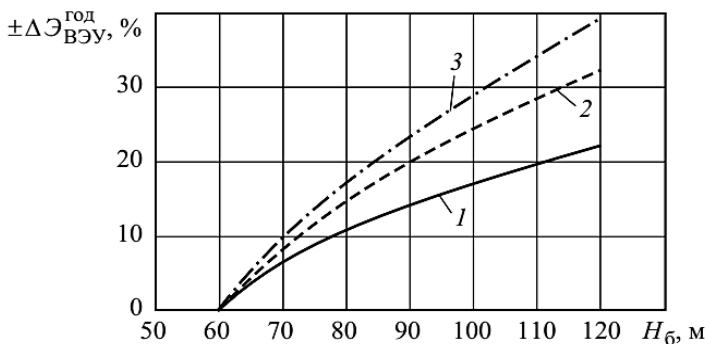


Рис. 10.16. Зависимость прироста ВЭУ $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}$ от $H_б$:

1 – прибрежная территория; 2 – места вдалеке от моря с сильными ветрами;
3 – места вдалеке от моря со слабыми ветрами

10.3.7. Влияние количества лопастей ВК на коэффициент мощности в зависимости от быстроходности

На рисунке 10.17 представлены обобщенные зависимости коэффициента мощности C_p от количества лопастей ветроколеса $n_л$ (от 1 до 4) и быстроходности λ (от до 25) [2].

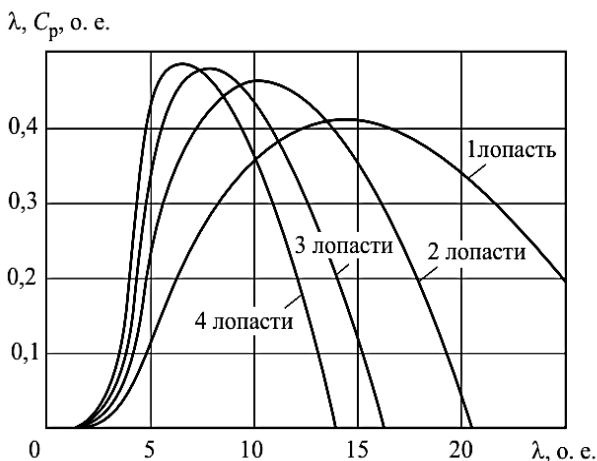


Рис. 10.17. Влияния числа лопастей ВК n_l и коэффициента быстроходности λ на величину C_p

С уменьшением числа лопастей n_l расширяется диапазон значений λ , которому соответствуют более высокие значения C_p , но при этом происходит снижение C_p^{\max} и сдвиг оптимального значения быстроходности $\lambda^{\text{опт}}$ в сторону больших значений.

Увеличение количества лопастей от одной до двух приводит к приросту мощности ВЭУ около 10%, тогда как разница в мощности ВЭУ для двух и трех лопастей составляет 3–4%. Увеличение n_l с 3 до 4 дает прирост мощности всего на 1–2%. Оптимальные значения $\lambda^{\text{опт}}$ находятся: между 7 и 8 для трехлопастного ветроколеса; 10 – для двухлопастного ветроколеса и 15 – для однолопастного ветроколеса.

Поэтому сегодня большинство выпускаемых ВЭУ имеют 2 или 3 лопасти, поскольку возможный выигрыш всего в несколько процентов от роста n_l недостаточен для окупаемости дополнительных затрат на дополнительные лопасти ВК.

Кроме того, ВЭУ с $n_l = 1 \div 2$ имеют более высокий уровень шума по сравнению с $n_l = 3$. К тому же установлено, что визуальный эффект от вращающихся ветровых колес с $n_l = 1 \dots 2$ хуже воспринимается людьми по сравнению с трехлопастными ветровыми колесами.

В связи с этим подавляющее число ВЭУ, выпускаемых в настоящее время, имеют три лопасти. Однако, при росте мощности ВЭУ более привлекательными для производителей и пользователей могут стать двухлопастные ветровые колеса.

10.3.8. Влияние ориентации ветроколеса по направлению ветра на коэффициент мощности

Неперпендикулярная ориентация плоскости ветроколеса по отношению к вектору набегающего воздушного потока приводит к снижению величины «захвата» потенциальной энергии воздушного потока. Основная проблема в данной области заключается в том, что система ориентации ветроколеса ВЭУ перпендикулярно направлению ветра обеспечивает поворот ветрового колеса за изменившимся направлением ветра только при его существенном изменении (для различных ВЭУ – в диапазоне от 10° до 30°) и с некоторой задержкой по отношению к получению показаний от румбометра ВЭУ. Для ВЭУ мегаваттного класса инерционность системы разворота ветроколеса ВЭУ перпендикулярно направлению ветра может составлять десятки секунд, что обуславливается настройкой системы, отдающей команду на поворот после нескольких повторных (с интервалом до нескольких минут) подтверждений управляющего румбометра установившегося изменения направления ветра. Подобная настройка обеспечивает избежание гироскопической нагрузки на ветровое колесо и систему разворота и, в свою очередь экономит ресурс ВЭУ [6].

Кроме того, из-за неперпендикулярности плоскости ветроколеса ВЭУ наблюдается преждевременный отрыв потока при больших углах поворота лопастей и, как следствие, к снижению C_p (рис. 10.17). Таким образом, при отклонениях от направления ветра на 15-20% захватываемая мощность ВЭУ снижается. Потери мощности ВЭУ из-за вариации направления ветра могут составлять 1,5–2,5%, что требует их учета при оценке мощности и выработки ВЭУ и ВЭС [6].

10.3.9. Влияние угла установки лопасти ветроколеса на мощностную характеристику ВЭУ

На рисунке 10.18 представлены зависимости мощности ВЭУ N от скорости ветра V и угла установки лопасти φ для ВЭУ при постоянной w_{BK} с указанием рабочей зоны мощностей реальной ВЭУ [2]. Представленные данные показывают, как увеличится захватываемая ветровым колесом потенциальная мощность ветра при отсутствии работы системы управления. Наряду с предельной мощностью ВК при больших значениях скорости ветра V , существует проблема сохранения скорости вращения ВК при постоянной величине φ или когда ограничение скорости становится проблемой «выживания» самой ВЭУ, например, при внезапном отключении от сети. В этом случае может произойти увеличение скорости ВК до такого значения, что может привести к разрушению ВЭУ, если не принять соответствующие контрмеры в виде воздействия на угол атаки лопастей ВК.

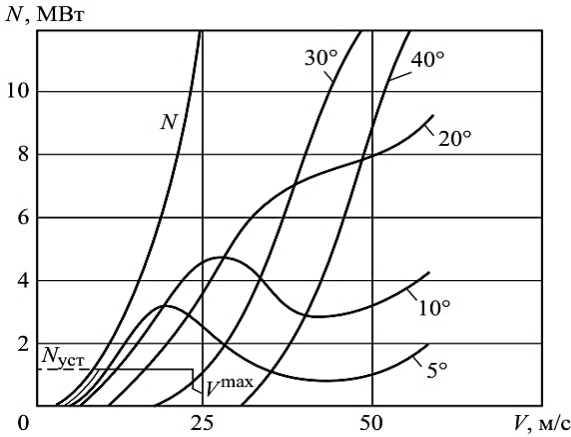


Рис. 10.18. Мощность, захватываемая ветровым колесом ВЭУ WKA-60 при разных значениях φ° и $w_{BK} = const$

10.3.10. Влияние установленной мощности ВЭУ на выработку ВЭУ

Как было сказано выше, основными факторами, определяющими величину годовой выработки ВЭУ $\mathcal{E}_{ВЭУ}^{год}$ являются: среднемноголетняя скорость ветра V_0 , вертикальный профиль ветра $V(H_с)$ и функция распределения ветра $O(V)$. При этом отмечалось, что наиболее важный параметр здесь V_0 . Теоретически мощность ВЭУ растет пропорционально скорости ветра. Однако, это происходит до тех пор, пока не учитывается установленная мощность ВЭУ $N_{уст}^{ВЭУ}$, которая определяется номинальной мощностью генератора (рис. 10.19) [2].

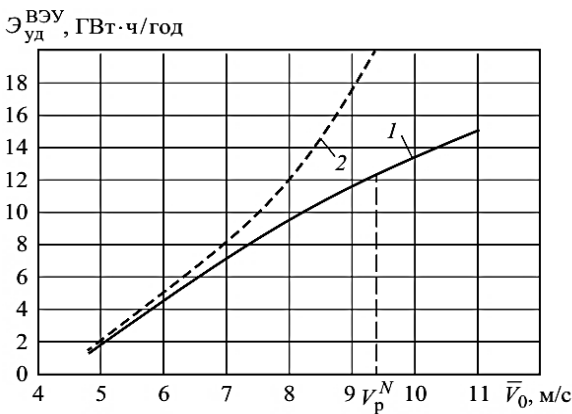


Рис. 10.19. Зависимость $\mathcal{E}_{уд}^{год}$ от V_0 для ВЭУ с учетом ограничения по установленной мощности ВЭУ и без учета:

1 – с учетом ограничения по мощности; 2 – без учета ограничений по мощности

Как следует из рис. 10.19, потери потенциальной мощности потока воздуха резко увеличиваются при достижении скорости ветра значения V_p^N , при которой начинает сказываться ограничения по мощности генератора.

10.3.11. Влияние модели вертикального профиля ветра на выработку ВЭУ

На рисунке 10.20 представлены зависимости $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ от показателя степенной зависимости вертикального профиля ветра m и среднегодовой скорости V_0 для ВЭУ модели Growian мощностью 3 МВт и $\omega_{\text{ВК}} = 18,5$ об/мин [2].

Как видно из рис. 10.20 зависимость $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}(V_0)$ при $m = \text{const}$ близка к линейной. Увеличение показателя степени m с 0,133 до 0,180 в зависимости от V_0 в диапазоне от 4 м/с до 8 м/с ведет к росту $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ примерно на 7%...11%, т.е. наибольший эффект от увеличения m наблюдается в зоне малых скоростей ветра V_0 , что вполне объяснимо с учетом зависимости $V_0(H_5, m)$.

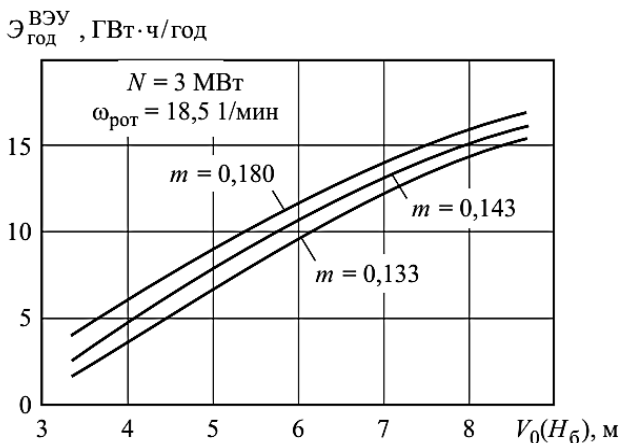


Рис. 10.20. Влияние модели вертикального профиля ветра (показателя степени) на $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ на примере ВЭУ модели Growian мощностью 3 МВт

Также для ВЭУ, имеющих диаметр 80–100 м, в силу нелинейности вертикального профиля ветра в стометровом приземном слое атмосферы наблюдается эффект, заключающийся в значительном отличии в удельной мощности ветрового потока, воздействующего на верхний и нижний полукруги ометаемой площади ветрового колеса ВЭУ. Таким образом, при определении выработки ВЭУ целесообразно вводить понижающий коэффициент в диапазоне 0,999–0,991, учитывающий этот эффект [6].

10.3.12. Влияние удельной мощности ветрового потока на значение расчетной скорости ветра современных ВЭУ

На начальном этапе проектирования ВЭУ часто приходится проводить определение выработки ВЭУ при отсутствии ее мощностной характеристики. Известны только основные параметры модели ВЭУ: диаметр ветроколеса $D_{ВК}$; установленная мощность ВЭУ $N_{ВЭУ}^{уст}$, высота башни $H_б$, а также среднегодовая скорость ветра V_0 или удельная мощность ветра $N_{уд}$. Как показывает богатый мировой опыт развития ветроэнергетики для современных двух- или трёхлопастных ветровых колес ВЭУ значения коэффициента их мощности – C_p , а также КПД электромеханического тракта ВЭУ – $\eta_{эл.мех.}$ мало отличаются друг от друга, и их можно использовать на начальном этапе проектирования ВЭУ. В частности, определение расчетной скорости ветра V_p^N можно производить по формуле (10.6):

$$V_p^N = \sqrt{\frac{N_{уд}}{0,5 \cdot \rho \cdot C_p}}, \quad (10.6)$$

где $N_{уд}$, Вт/м² – отношение подведенной к ВК мощности ветра к ометаемой площади ВК; $\rho_0 = 1,225$ кг/м³ – плотность воздуха для стандартных условий; C_p , о. е. – коэффициент мощности при номинальной мощности ВЭУ (около 0,40 для двухлопастных ветровых колес и немного выше для трёхлопастных ветровых колес).

На рисунке 10.21 представлены фактические значения V_p^N в зависимости от $N_{уд}$ для некоторых моделей ВЭУ с единичной мощностью в диапазоне от 50 кВт до 3 МВт [2]. Сравнение фактических значений V_p^N на рис. 10.21 и рассчитанных по (10.6) показало, что они отличаются в пределах допустимой погрешности, равной погрешности измерения скорости. Формула (10.6) также может быть использована при выборе модели ВЭУ.

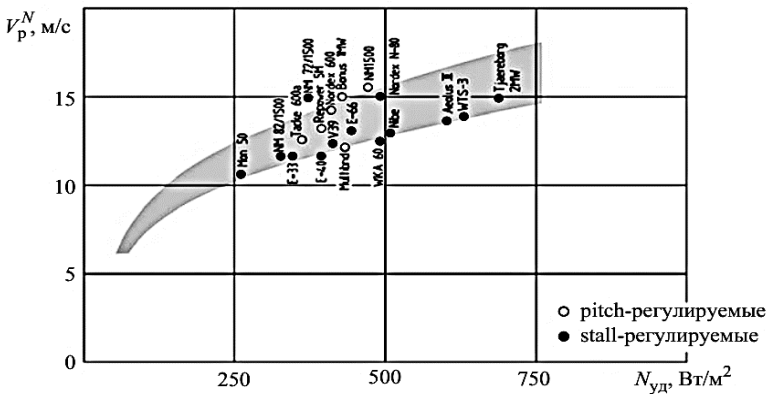


Рис. 10.21. Фактические значения V_p^N в зависимости от $N_{уд}$, Вт/м² для различных моделей ВЭУ

10.4. Метод расчёта годовой выработки ВЭУ по заданным мощностной характеристике ВЭУ и обеспеченности скорости ветра

Расчёт годовой выработки рассматриваемой модели ВЭУ $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ с известной мощностной характеристикой ВЭУ $N(V)$ и повторяемостью скорости ветра на высоте оси ВК $O(V)$ (рис. 10.22 и 10.23) [2] производят по формуле (10.7):

$$\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}} = \frac{8760}{100} \sum_{i=0}^{8760} N(V_i) O(V_i). \quad (10.7)$$

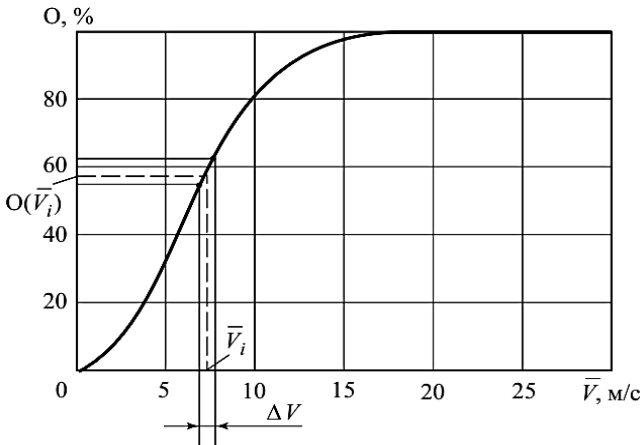


Рис. 10.22. Обеспеченность скорости ветра $O(V)$ при $\Delta V = 1.0$ м/с

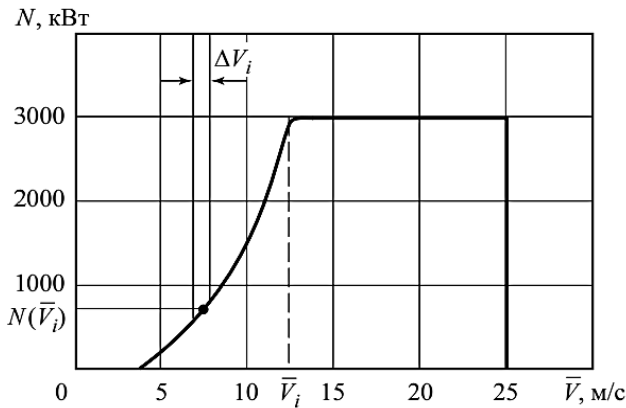


Рис. 10.23. Зависимость $N(V)$ для расчёта $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ при $\Delta V = 1.0$ м/с

10.5. Ориентировочная оценка времени работы ВЭУ с полной нагрузкой в течение года

Ориентировочная оценка времени работы ВЭУ с полной нагрузкой в течение года h_N^{\max} для обеспечения $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}$ производится по формуле (10.8):

$$h_N^{\max} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}^{\text{год}}}{N_{\text{ВЭУ}}^{\text{уст}}}. \quad (10.8)$$

На рисунке 10.24 представлены зависимости h_N^{\max} от $N_{\text{уд}}$ и среднегодовой скорости ветра на высоте оси ВК V_0 для современных моделей ВЭУ при условии наличия соответствующей 100% технической возможности ВЭУ [2]. Эти зависимости были получены на основе обработки статистических данных по реализованным проектам ВЭУ в мире. В целом можно оценить вид этих зависимостей почти как прямую пропорциональность $h_N^{\max}(V_0)$ для $N_{\text{уд}} = \text{const}$ с небольшими искривлениями этих зависимостей в зоне низких скоростей ветра (от 4 до 6 м/с).

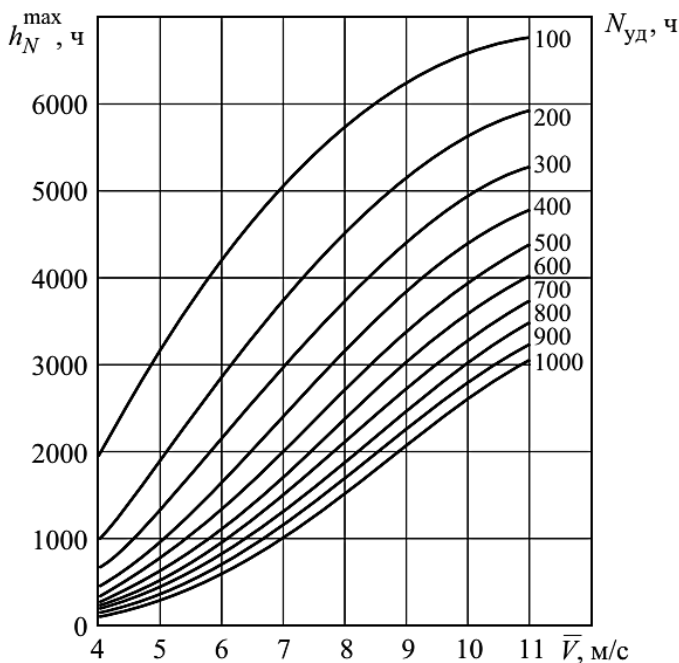


Рис. 10.24. Ориентировочные зависимости h_N^{\max} от $N_{\text{уд}}$ и V_0 для современных ВЭУ при наличии 100% технической возможности ВЭУ

10.6. Эффект «затенения» массива ВЭУ в составе ВЭС. Схемы размещения ВЭУ в составе ВЭС

Оптимальный проект ВЭС не может быть разработан только на основе выбора её оптимальных технических параметров, так как необходимо одновременно решать экологические, правовые, экономические и социальные задачи, связанные с созданием ВЭС на конкретной территории. Тем не менее, в качестве ориентировочных показателей технические оптимальные концепции вполне могут быть использованы для экспертной оценки любого проекта ВЭС.

Основной проблемой при создании ВЭС на ограниченной территории является выбор оптимального размещения ВЭУ на площадке ВЭС с целью минимизации отрицательного влияния ВЭУ в составе ВЭС друг на друга в связи с потерями подведенной мощности ветра к ВЭС. При этом, естественно, должны учитываться основные влияющие факторы, в первую очередь – рельеф местности.

На ограниченной территории для максимального использования потенциала ветра приходится размещать ВЭУ друг за другом по направлению ветра. Это ведет к необходимости учета «затенения» впереди стоящими ВЭУ других, расположенных за ними по направлению ветра, т.е. уменьшению энергии потока и ухудшению условий использования ВЭУ по направлению ветра друг за другом, что объясняется следующими причинами:

- уменьшением средней скорости потока вблизи за ВЭУ из-за уменьшения скорости ветра и, естественно, энергии потока;
- наличием интенсивной турбулентности в потоке (потока) воздуха впереди стоящими ВЭУ, приводящей к росту (снижению) усталостной прочности стоящими за ними по направлению потока воздуха ВЭУ;
- изменением условий подхода воздуха к последующим ВЭУ, что влияет на выбор оптимальной ориентации их лопастей по ветру.

Для решения задачи выбора оптимального размещения ВЭУ на площадке ВЭС были последовательно использованы математические модели, имеющие разную степень приближения к реальным условиям. Ранние модели (рис. 10.25) показали следующее. Минимальная скорость в центре спутной струи за ВЭУ достигается на расстоянии $(1 - 2) \cdot D_{ВК}$ ($D_{ВК}$ – диаметр ветроколеса). Далее, на расстоянии около $5D_{ВК}$, профиль скоростей ветра за ВЭУ определяется распределением Гаусса [7].

Более поздние модели основаны на численном решении уравнения Навье-Стокса для турбулентного пограничного слоя воздуха и достаточно хорошо описывают реальный физический процесс. В целом на основе этой модели было показано, что максимальная величина замедления скорости ветра V за ВЭУ в центре ветрового колеса составляет:

- около 60 % на расстоянии от ВК в $2 \cdot D_{ВК}$;
- около 30 % на расстоянии от ВК в $4 \cdot D_{ВК}$;
- около 20 % на расстоянии от ВК в $6 \cdot D_{ВК}$.

Потери мощности по аэродинамическим причинам, обусловленные «затенением» ВЭУ, учитывают при расчете выработки ВЭС за счет коэффициента аэродинамического затенения $\beta_{АП}$, который можно определить по формуле (10.9):

$$\beta_{АП} = \frac{\mathcal{E}_{ВЭС}^{год}}{\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{ВЭУi}}, \quad (10.9)$$

где $\mathcal{E}_{ВЭС}^{год}$, кВт·ч/год – динамическая выработка ВЭС за год; $\sum_{i=1}^n \mathcal{E}_{ВЭУi}$, кВт·ч/год – теоретическая выработка ВЭС, рассчитываемая как сумма выработки ВЭУ, входящих в ВЭС, если бы они работали отдельно и без помех.

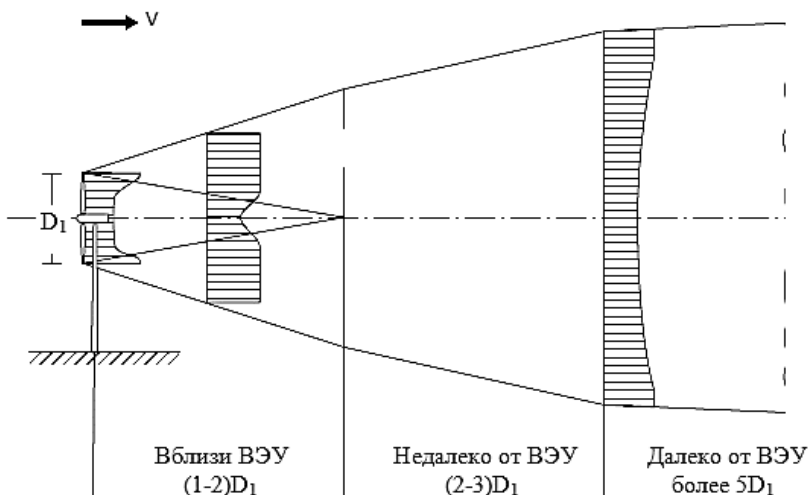


Рис. 10.25. Модель спутной струи в воздушном потоке за ВЭУ по направлению ветра (скорости ветра на разном расстоянии от ВЭУ)

Эффект «затенения» от ВЭУ заметен на расстоянии до $20D_{ВК}$ и даже более. Для его пояснения на рис. 10.26 представлены характеристики мощности одиночной ВЭУ и некоторой средней ВЭУ в составе ВЭС для одного из ветропарков США, состоящего из ВЭУ типа MOD-2 [2].

Для скорости ветра, равной $V_p^N = 12$ м/с одиночной ВЭУ в зоне частичных ее нагрузок различия по относительной мощности к $N_{уст}^{ген}$ составляет от 21% до 24%, в сторону уменьшения полезного выхода одиночной средней ВЭУ в составе ВЭС (рис. 10.26). Из-за затенения увеличивается значение расчётной скорости ветра для средней ВЭУ в составе ВЭС с 12 м/с до 16 м/с, т. е. уменьшается подводящая к ветровому колесу ВЭУ скорость ветра в «глубине» массива ВЭУ в ВЭС.

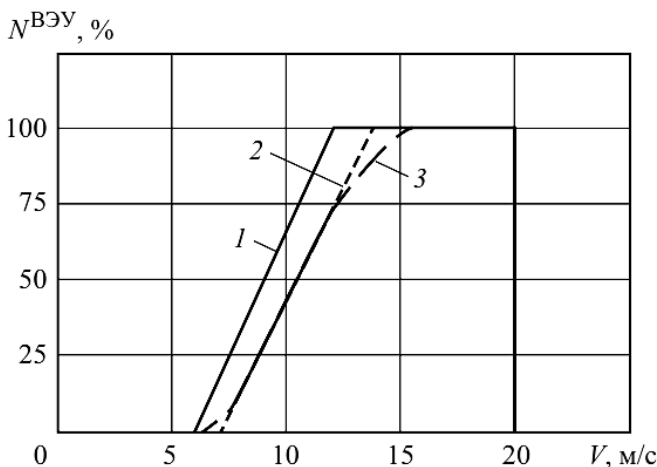


Рис. 10.26. Мощностные характеристики одиночной ВЭУ и некоторой средней ВЭУ в составе ВЭС (модель MOD-2):

- 1 – характеристика одиночной ВЭУ;
 2 – рассчитанная характеристика средней ВЭУ в составе ВЭС;
 3 – реальная мощностная характеристика средней ВЭУ в составе ВЭС

Влияние взаимного расположения ВЭУ в составе ВЭС (коэффициент аэродинамических потерь $\beta_{АП}$) на величину выработки энергии ВЭС тесно связаны со следующими параметрами: количество ВЭУ ($Z_{ВЭУ}$); доступная площадь для размещения ВЭС ($F_{дост.}$). Данные параметры тесно связаны между собой, особенно если площадь земли, на которой необходимо разместить ВЭУ, ограничена. Очевидно, что чем ближе расположены ВЭУ друг от друга, тем большее аэродинамическое влияние они оказывают друг на друга. Существует три основных способа размещения ВЭУ на поверхности земли [8]:

– рядами на одинаковом расстоянии друг от друга (рис. 10.27 а).

При таком расположении агрегатов, если принять, что необходимая площадь поверхности земли одной ВЭУ равна F_1 , а заданная общая площадь равна $F_{дост.}$, то количество ВЭУ определяется по формуле (10.10).

$$Z_{ВЭУ} = \frac{F_{дост.}}{F_1}, \quad (10.10)$$

если расстояние между ВЭУ по длине и ширине принять равным $k \cdot D_{ВК}$ (т.е. кратно диаметру ветроколеса ВЭУ), тогда (по формуле (10.11)):

$$F_1 = (k \cdot D_{ВК})^2 \quad (10.11)$$

Значение $\beta_{АП}$ определяется по данным, приведенным в табл. 10.5:

– в шахматном порядке (рис. 10.27 б).

В данном случае выражения, полученные для первого способа, будут аналогичны, за исключением выражения для определения F_1 (по формуле (10.12)):

$$F_1 = \frac{\sqrt{3}}{2} (k \cdot D_{\text{ВК}})^2. \quad (10.12)$$

Данный способ расположения ВЭУ применяют преимущественно в областях, где нет господствующего направления ветра. Шахматное расположение ВЭУ, при одной и той же площади, увеличит на 15% количество установок по сравнению с расположением ВЭУ рядами. Значение $\beta_{\text{АП}}$ определяется по данным, представленным в табл. 10.5.

Таблица 10.5

**Зависимость коэффициента потерь энергии ВЭС
на взаимное затенение ВЭУ**

k , ед.	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
$\beta_{\text{АП}}$, о.е.	0,85	0,89	0,92	0,94	0,95	0,96	0,97	0,97	0,98	1,00

Размещение с учетом преобладающего направления ветра (рис. 10.27 в).

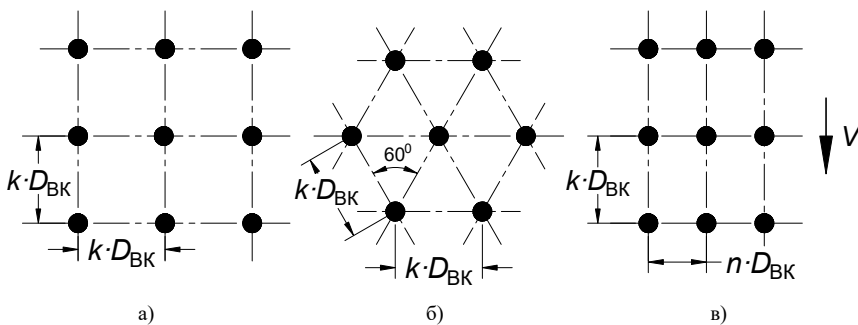


Рис. 10.27. Основные способы размещения ВЭУ на поверхности земли:

- а) рядами на одинаковом расстоянии друг от друга;
- б) в шахматном порядке;
- в) рядами с учетом преобладающего направления ветра (т.н. «фозы ветров»)

Если в районе строительства ВЭС наблюдаются преобладающие направления ветра, например, побережье моря, то целесообразно увеличить количество ВЭУ путем уменьшения расстояния между ВЭУ. В данном случае F_1 определяется по формуле (10.13):

$$F_1 = k \cdot n \cdot D_{\text{ВК}}^2, \quad (10.13)$$

где $n \cdot D_{\text{ВК}}$ – расстояние между рядами ВЭУ вдоль преобладающего направления ветра и соответственно $k \cdot D_{\text{ВК}}$ – перпендикулярно преобладающему направлению ветра, причем обычно $n = 6 - 10$ и $k = 3 \dots n$. Значение $\beta_{\text{АП}}$ определяется по зависимости, представленной на рис. 10.28.

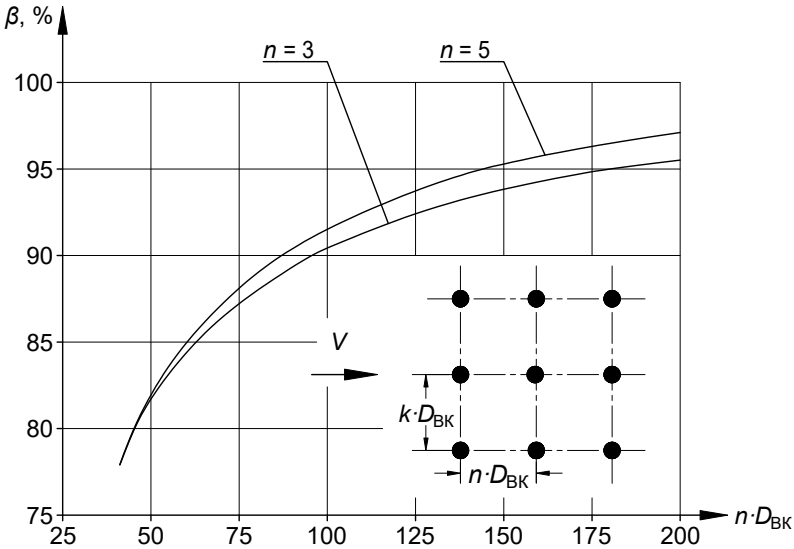


Рис. 10.28. Аэродинамическая эффективность массива ВЭУ в составе ВЭС в зависимости от множителя расстояния n между ВЭУ при преобладающем направлении ветра

Пример. Разработка схемы размещения ВЭУ на площадке ВЭС (МС Черный Яр) в Астраханской области.

Дано: Доступная площадь для размещения ВЭС – 63 км^2 ; максимальная мощность для технического присоединения к ЛЭП – около 126 МВт; на площадке ВЭС преобладают ветры восточного и северо-восточного направления; $D_{\text{ВК}} = 132 \text{ м}$ – диаметр ВК расчетной модели ВЭУ SG132-3,4 мощностью 3,465 МВт.

Разработать схему размещения ВЭУ в составе ВЭС при условии $\beta_{\text{АП}} = 0,96$.

Учитывая форму площадки ВЭС (см. рисунок 10.29) и преобладающие направления ветра, размещаются ВЭУ модели SG132-3,4 ($D_{\text{ВК}} = 132 \text{ м}$) в два ряда, на расстоянии $8D_{\text{ВК}}$ между рядами вдоль преобладающего направления ветра. В каждом ряду ВЭУ располагаются на расстоянии $4D_{\text{ВК}}$ перпендикулярно преобладающему направлению ветра. При таком расположении агрегатов необходимая площадь для одной ВЭУ определяется по формуле (10.13):

$$F_1 = k \cdot n \cdot D_{\text{ВК}}^2 = 4 \cdot 8 \cdot 132^2 = 557568 \text{ м}^2 = 0,557 \text{ км}^2.$$

Количество ВЭУ, которое можно разместить на площадке ВЭС, определяется, как минимальное значение, определяемое из двух в соответствии с ограничениями:

- по доступной площади для размещения, которая составляет 63 км^2 ;
- по доступной мощности для присоединения к ПС, которая составляет 126 МВт.

Количество ВЭУ по доступной площади определяется по формуле (10.10):

$$Z_{\text{ВЭУ}} = F_{\text{дост.}}/F_1 = \frac{63}{0,557} \approx 112 \text{ установок.}$$

Определим количество ВЭУ по доступной мощности для присоединения к ПС: $Z_{\text{ВЭУ}} = \frac{126}{3,465} \approx 36 \text{ установок.}$

Таким образом, на рассматриваемой площадке ВЭС количество ВЭУ ограничивается доступной мощностью для присоединения к ПС, т.е. на площадке ВЭС разместим 36 ВЭУ модели SG132-3,4 суммарной установленной мощностью 124,74 МВт. Схема размещения ВЭУ на площадке ВЭС представлена на рис. 10.29.

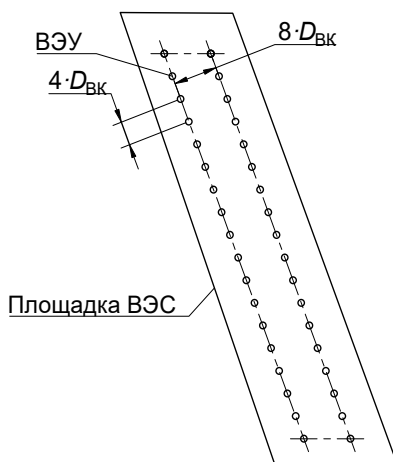


Рис. 10.29. Схема размещения ВЭУ на площадке ВЭС

10.7. Работа ВЭУ в условиях холодного климата

Площадка классифицируется как «площадка с холодным климатом», если минимальная температура ниже -20°C фиксируется в течение продолжительного периода, предпочтительно от 10 лет и более, или такая средняя температура наблюдается в течение 9 дней в течение года [9].

Атмосферное обледенение – период времени, когда существуют атмосферные условия для намерзания льда и снега на сооружения, находящиеся под открытым небом. Существуют два вида атмосферного обледенения: конденсационное

(изморозь и наледь) и осадочное (переохлажденный дождь или морось, влажный снег). В дополнение к различным видам атмосферного обледенения, лед как таковой может принимать различные формы.

– Изморозь. Капли переохлажденной воды, переносимые ветром, замерзают при соударении с поверхностью. При малых размерах капель формируется «мягкая» изморозь, крупные капли образуют «твердую» изморозь. Изморозь формируется ассиметрично, с наветренной стороны сооружения. Это явление имеет место при температурах до -20°C .

– Наледь. Наледь образуется из переохлажденного дождя, мороси или увлажненного конденсационного обледенения и формирует прозрачный, плотно прикрепленный к поверхности ледовый слой. Возникает при температурах от 0° до -6°C и имеет наибольшую плотность. Переохлажденные дождь и морось возникают, когда теплый воздух расплавляет кристаллы льда на их пути к земной поверхности, формируя капли жидкости, которые затем попадают под воздействие холодного слоя приземного воздуха. Влажная конденсационная наледь образуется при температурах поверхности близких к 0°C . По мере нарастания льда, новые капли, попадающие на поверхность, начинают замерзать не полностью. Эта жидкость образует слой воды, который способен перемещаться под воздействием гравитации и ветра на подветренную часть объекта и замерзать там.

– Мокрый снег. Частично растаявшие кристаллы льда с высоким содержанием жидкости способны прикрепляться к поверхности объекта. Намерзание мокрого снега происходит при температурах от 0° до $+3^{\circ}\text{C}$.

В результате воздействия суровых погодных условий на ВЭУ происходит обледенение лопастей ветроколеса. Образование льда на лопастях ВЭУ обычно снижает подъемную силу и увеличивает лобовое сопротивление, что приводит к снижению выходной мощности и, в итоге, остановке турбины. Следовательно, производительность ВЭУ снижается, снижаются показатели энергетической и экономической эффективности ВЭУ. Наледь ухудшает балансировку ветроколеса и может привести к возникновению дополнительных вибраций и шумов, что способствует повышенному износу установки [10, 11]. Нарастание ледяного покрова на лопастях ВЭУ происходит быстро и неравномерно, что приводит к их резким колебаниям при работе установки, которые передаются всей конструкции и вызывают большие вибрации, что, помимо снижения эффективности выработки электроэнергии, может привести к поломке компонентов ВЭУ, таких как лопасти и механизмы управления [10]. Поэтому важно принимать меры для предотвращения обледенения лопастей и снижению потерь выработки электроэнергии.

При оценке потерь выработки энергии, вызванных обледенением, наиболее важными параметрами являются интенсивность, продолжительность и частота обледенения, максимальная ледовая нагрузка и тип льда [9, 12].

Величина ледовой нагрузки определяется для различных типов обледенения в зависимости от показателей водности (другие названия: плотность жидкой фазы воды; Liquid water content (LWC) – содержание жидкой воды в воздухе), интенсивности попадания воды на поверхность лопастей (определяется вертикальной скоростью падения капель) и скорости их сноса ветровым потоком. Методика расчета величины ледовой нагрузки изложена в российских [6, 11] и международных [13] стандартах, а также научных работах [14–17].

В разных странах проблему обледенения лопастей ВЭУ решают путем использования различных технологий и методов, в том числе обогрева лопастей, гидрофобные покрытия и специальные режимы работы ветроустановки. Однако, все эти методы также могут снизить эффективность ВЭУ и повысить стоимость ее эксплуатации. Активные противообледенительные системы (системы тепловых кабелей, системы горячего воздуха, системы электрических обогревателей и другие) потребляют от 5 до 9% вырабатываемой ВЭУ электроэнергии и, также как пассивные (специальные антиобледенительные покрытия, гидрофобные покрытия, материалы с высоким коэффициентом трения и другие), имеют высокую стоимость. Применение средств для борьбы с обледенением целесообразно, только если они оправдывают себя экономически и приносят большую пользу, чем ущерб.

Необходимо первоначально провести оценку потерь выработки ВЭУ, вызванных обледенением. Если эти потери превышают стоимость средств защиты, то их применение может быть оправданным. В таблице 10.6 приведены применяемые на сегодняшний день в разных странах [18, 19] технологии и методы решения проблемы обледенения лопастей ВЭУ.

Изучением актуальных для развития отечественной ветроэнергетики вопросов функционирования ВЭУ в районах холодного климата в России активно занимаются научные коллективы под руководством В.В. Елистратова, а также такие учреждения как Федеральный исследовательский центр «Красноярский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук», энергетический институт имени Г.М. Кржижановского, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Институт проблем управления имени В.А. Трапезникова РАН. Среди зарубежных авторов данная проблематика представлена в работах Dr. A. Löwe, H. Rudholm, T. Laakso, S. Kraft, N. Bose, J. Rong, H. Seifert, L. Battisti, R. Fedrizzi, B. Tammelm и других. Однако, в их работах не рассматривается вопрос количественной оценки потерь выработки электроэнергии ВЭУ по причине обледенения в зависимости от метеорологических условий, и, как следствие, влияние на энергетическую эффективность работы ВЭУ.

Технологические варианты противообледенительных систем

Метод	Преимущества	Недостатки
Активный	Эффективное удаление льда; много технологических вариантов	Высокая стоимость; сложности в оборудовании лопастей; повышенный шум и вибрации из-за образования льда; требуется источник электроэнергии
Пассивный	Максимальная производительность установки; не требует остановки турбины и источника энергии	Не даёт полной защиты от обледенения; возможны выбросы льда; потеря защитных свойств через определённое время; несколько технологических вариантов
Технологические варианты активного метода		
1. Применение горячего воздуха: система защиты от обледенения, использующая горячий воздух, имеет источник тепла в сочетании с мощным вентилятором для циркуляции горячего воздуха к различным частям лопасти	Простота, надёжность; длительный срок службы; возможность модификации для разных типов лопастей	Высокое потребление электроэнергии. Низкая эффективность на лопастях большого диаметра: а) большое расстояние от источника тепла до наконечника лопасти; б) тепло должно проходить внутри лопасти, чтобы прогреть её поверхности
2. Электрический способ: электротермическая система имеет нагревательные элементы, обычно из углеродного волокна, расположенные на внешней поверхности лопасти	Зарекомендовал себя на практике. Оптимизированное энергопотребление: а) близость к поверхности; б) возможность контроля нагрева	Высокое потребление электроэнергии; сложный процесс изготовления лопастей; дорогой ремонт при повреждениях
3. Микроволновое излучение: у микроволновой системы защиты от льда есть специальное внешнее покрытие на поверхности лопасти, которое нагревается при воздействии микроволн, создаваемых генераторами внутри лопасти	Оптимизированное энергопотребление; простой ремонт	Нет опыта реальной эксплуатации; сложности в оборудовании лопастей; высокая стоимость
4. Ультразвуковое излучение: в ультразвуковой системе принцип действия основан на разрушении льда при воздействии на него ультразвукового излучения определённой частоты, генератором которого являются пьезоэлектрические датчики, расположенные внутри лопасти	Оптимизированное энергопотребление; возможность воздействия на определённые участки лопасти	Нет опыта реальной эксплуатации; сложности в оборудовании лопастей; высокая стоимость; потенциальное воздействие на фауну

Метод	Преимущества	Недостатки
5. Пневматические баллоны: в системе, использующей пневматические баллоны, принцип действия основан на разрыве связи между льдом и поверхностью за счёт деформации лопасти путём закачки сжатого воздуха во внутренние гибкие баллоны	Низкие затраты энергии; высокая эффективность против ледяной корки	Нет опыта реальной эксплуатации; изменяется аэродинамический профиль лопасти; высокая стоимость установки и его обслуживания; ложные срабатывания из-за влияния центробежной силы
6. Контролируемая вибрация: система включает в себя адаптивные демпферы, установленные на лопастях, при срабатывании которых возникает ударная волна, устраняющая обледенение	Потенциально небольшая стоимость; длительный срок службы; эффективное удаление льда	Нет опыта реальной эксплуатации; сложности в оборудовании лопастей
7. Механическое очищение: механическая система удаления включает в себя ручное удаление обледенения, а также удаление льда с использованием горячих жидкостей	Отсутствуют капитальные вложения; работа производится по мере необходимости	Возможны большие денежные затраты; вероятность повреждения лопастей; высокий риск для жизни и здоровья работников
Технологические варианты пассивного метода		
8. Различные покрытия: в пассивной системе, в случае использования антиадгезионных и супергидрофобных материалов, капли воды и частицы льда отталкиваются от поверхности лопасти. При использовании светопоглощающих красок лопасть нагревается от солнечного излучения, вследствие чего происходит таяние и сбрасывание льда	Низкие капитальные вложения; простой процесс вложения; нет затрат энергии; различные варианты модернизации	Недостаточно эффективны; срок службы не подтверждён в лабораторных условиях

Для проведения оценки потерь выработки ВЭУ из-за обледенения могут использоваться различные методы, например, численное или физическое моделирование в лабораторных условиях. Точность оценки потерь ВЭУ на обледенение зависит от многих факторов, поэтому необходимо проводить комплексную оценку и использовать методы, соответствующие требованиям проекта.

При оценке потерь ВЭУ на обледенение различают [9]:

- 1) нормальные условия эксплуатации ВЭУ при температуре выше 0°C;
- 2) условия легкого обледенения ВЭУ при температуре в диапазоне от -5°C до 0°C;
- 3) условия тяжелого обледенения ВЭУ при температуре в диапазоне от -5°C до -15°C.

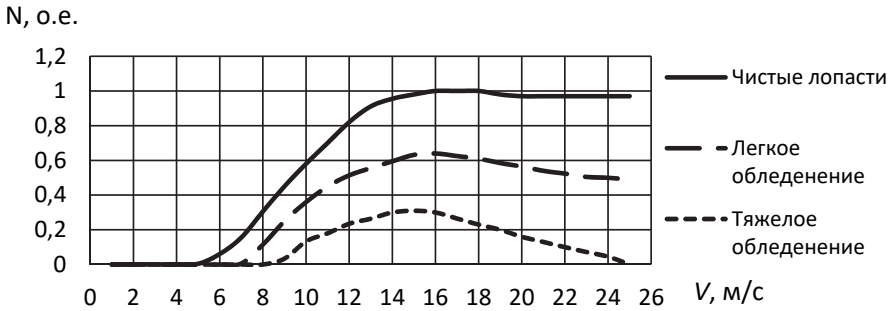
Наиболее точно определить потери выработки на обледенение возможно по мощностным характеристикам ВЭУ, отражающим работу ВЭУ в различных температурных режимах: при нормальных условиях (при температурах выше 0°C), при легком обледенении (при температурах от 0 °C до -5°C) и при тяжелом обледенении (при температурах ниже -5°C). Вид этих характеристик так же, как и паспортной мощностной характеристики зависит от множества факторов, и в первую очередь от конструкции, характеристик и размеров модели ВЭУ, а также степени обледенения и средней температуры. В отличие от паспортных мощностных характеристик, мощностные характеристики для условий легкого и тяжелого обледенения производителями не предоставляются и могут быть получены двумя методами.

1. Эмпирический метод – является наиболее точным, поскольку основан на эксплуатационных данных ВЭУ (рабочая мощность ВЭУ) при различных скоростях ветра и температурах в условиях площадки ВЭУ. Для этого проводятся продолжительные наблюдения за работой ВЭУ в различных условиях эксплуатации и далее полученные данные обрабатываются.

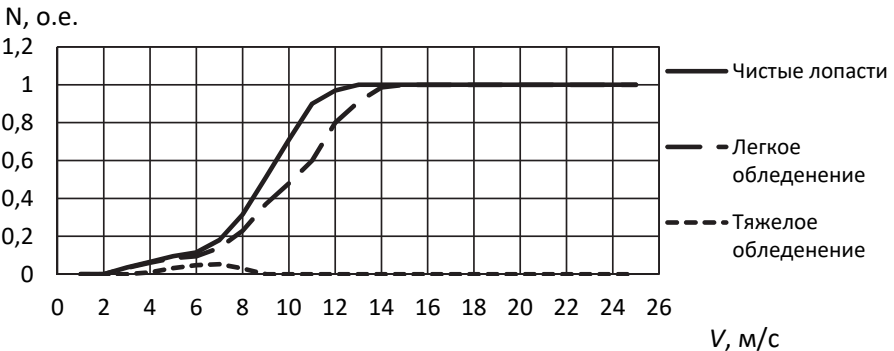
2. Метод моделирования основан на использовании мощностных характеристик других ВЭУ, полученных на основе экспериментальных данных о работе ВЭУ в различных температурных условиях эмпирическим методом и нормированных (пересчитанных в о.е.): по оси «Х» относительно расчетной скорости ВЭУ; по оси «Y» относительно установленной (номинальной) мощности ВЭУ.

На ранних этапах проектирования, как правило, отсутствуют эксплуатационные данные ВЭУ при различных температурах, поэтому для оценки потерь ВЭУ в условиях холодного климата рекомендуется использовать второй способ.

В работе [9] для оценки потерь выработки на обледенение приводятся мощностные характеристики ВЭУ для легкого и тяжелого условий обледенения (в дальнейшем используется термин «показательные» мощностные характеристики), которые были разработаны для ВЭУ со stall-контролем и pitch-контролем при различных степенях обледенения (рис. 10.30). Данные характеристики наглядно демонстрируют общий характер зависимости мощности ВЭУ, выраженной в относительных единицах (о. е.), от скорости ветра при различных уровнях обледенения. В случае ВЭУ со stall-контролем, значительное снижение мощности может наблюдаться даже после периодов кратковременного обледенения (рис.10.30 а). Если ВЭУ с pitch-контролем, то воздействие менее серьезное, особенно в условиях легкого обледенения (рис. 10.30 б). Мощностная характеристика, изображенная на рис. 10.30 б, демонстрирует общую тенденцию влияния обледенения различной степени тяжести на работу ВЭУ с pitch-контролем. В работе [9] не указано, при каких условиях (средняя температура, скорость ветра, интенсивность осадков и т.п.) были получены приведенные характеристики на рис. 10.30, поэтому их применение позволит очень приближенно оценить потери выработки ВЭУ при низких температурах.



а)



б)

Рис. 10.30. Влияние обледенения на показательные мощностные характеристики для ВЭУ:
а) со stall-контролем и б) pitch-контролем при различных условиях обледенения [9]

На основе данных рис. 10.30 б были рассчитаны отклонения мощности ВЭУ в процентах (%) при легком и тяжелом обледенении от мощности при нормальных условиях работы (табл. 10.7) в диапазоне рабочей скорости ВЭУ. При легком обледенении отклонение мощности ВЭУ от мощности при нормальных условиях работы (температура больше 0°C) составляет от 1,3% до 33,33% для диапазона скорости: скорость включения – расчетная скорость (13 м/с) включительно. Однако, при тяжелом обледенении отклонение мощности ВЭУ от мощности при нормальных условиях работы достигает критических значений, и при скорости ветра выше 9 м/с ВЭУ отключается. В таких условиях работа ВЭУ крайне неэффективна и существует опасность ее повреждения.

**Показательные мощностные характеристики ВЭУ с pitch-контролем
при различных климатических условиях**

Скорость, м/с	Мощность, о. е.			Отклонение (в %) мощности при	
	Чистые лопасти	Обледенение		легком обледенении	тяжелом обледенении
		Легкое	Тяжелое		
1	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
3	0,035	0,033	0	-5,71	-100
4	0,065	0,061	0,01	-6,15	-84,62
5	0,095	0,085	0,032	-10,53	-66,32
6	0,115	0,095	0,048	-17,39	-58,26
7	0,18	0,14	0,053	-22,22	-70,56
8	0,315	0,23	0,03	-26,98	-90,48
9	0,51	0,37	0	-27,45	-100
10	0,71	0,48	0	-32,39	-100
11	0,9	0,6	0	-33,33	-100
12	0,97	0,8	0	-17,53	-100
13	1	0,91	0	-9	-100
14	1	0,987	0	-1,3	-100
15	1	1	0	0	-100
...
25	1	1	0	0	-100
25	0	0	0	0	0

На кафедре ГВИЭ НИУ «МЭИ» по эксплуатационным данным за 2017–2018 гг. трех ВЭУ модели КWT-300 марки Komaihaltec (Япония) (табл. 10.8), входящих в состав Усть-Камчатской ВЭС, были разработаны эмпирическим методом мощностные характеристики ВЭУ для различных климатических условий в соответствии с рекомендациями и требованиями к исходным данным ГОСТ Р 54418.11-2017 (МЭК 61400-11) (рис. 10.31) [20].

По экспериментальным мощностным характеристикам модели КWT-300 (рис. 10.31) были определены отклонения мощности ВЭУ (в %) при различных условиях обледенения от мощности при оптимальных режимах работы в диапазоне рабочей скорости ВЭУ (табл. 10.9).

Таблица 10.8

Характеристики ВЭУ марки Komaihaltec Усть-Камчатской ВЭС

Модель	KWT-300	Тип генератора	Асинхронный
Мощность, кВт	300	Выходное напряжение, В	400
Диаметр ВК, м	33	Тип регулирования	Pitch
Класс ВЭУ	ПА+	Температура эксплуатации, °С	-30 – +30
Скорость ветра, м/с		Скорость выживания, м/с	70
Минимальная	3	Количество лопастей, шт.	3
Номинальная	11,5	Величина собственных нужд, кВт (% от уст. мощности)	22 (8)
Максимальная	25		

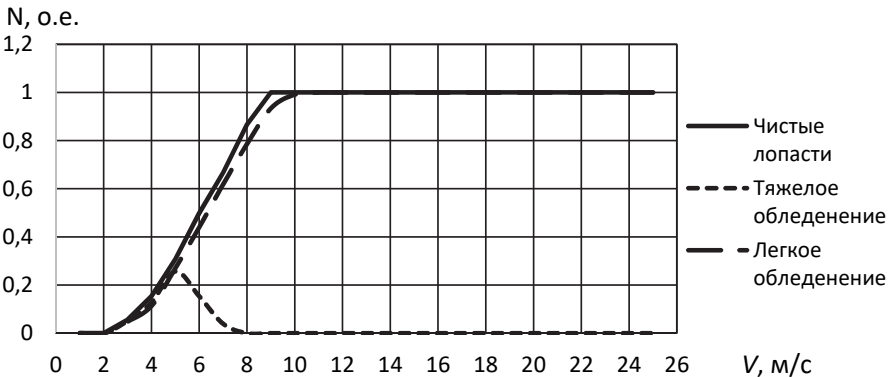


Рис. 10.31. Экспериментальные мощностные характеристики ВЭУ модели KWT-300 (по данным трех ВЭУ Усть-Камчатская ВЭС) при различных климатических условиях

Таблица 10.9

Экспериментальные мощностные характеристики ВЭУ модели KWT-300 при различных климатических условиях

Скорость, м/с	Мощность, о. е.			Отклонение (в %) мощности при	
	Чистые лопасти	Обледенение		легком обледенении	тяжелом обледенении
		Легкое	Тяжелое		
1	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
3	0,06	0,05	0,05	-14,20	-8,88
4	0,15	0,11	0,13	-26,09	-16,30
5	0,31	0,27	0,26	-11,94	-16,40
6	0,50	0,44	0,15	-11,57	-69,23

Скорость, м/с	Мощность, о. е.			Отклонение (в %) мощности при	
	Чистые лопасти	Обледенение		легком обледенении	тяжелом обледенении
		Легкое	Тяжелое		
7	0,67	0,62	0,04	-7,20	-94,15
8	0,87	0,79	0	-9,27	-100
9	1	0,93	0	-6,57	-100
10	1	0,99	0	-0,86	-100
11	1	1	0	0	-100
...
25	1	1	0	0	-100
25	0	0	0	0	0

При легком обледенении отклонение мощности ВЭУ от мощности при нормальных условиях меняется от 0,86% до 26,09% в диапазоне от скорости включения до 9 м/с (включительно). Отклонение мощности ВЭУ при тяжелом обледенении от мощности при нормальных условиях достигает больших значений (от 8,88% до 94,15%), и при скорости ветра выше 8 м/с ВЭУ отключается.

На рисунке 10.32 и 10.33 представлены показательные и экспериментальные мощностные характеристики ВЭУ для условий легкого и тяжелого обледенения, которые по оси «X» были нормированы относительно расчетной скорости ВЭУ.

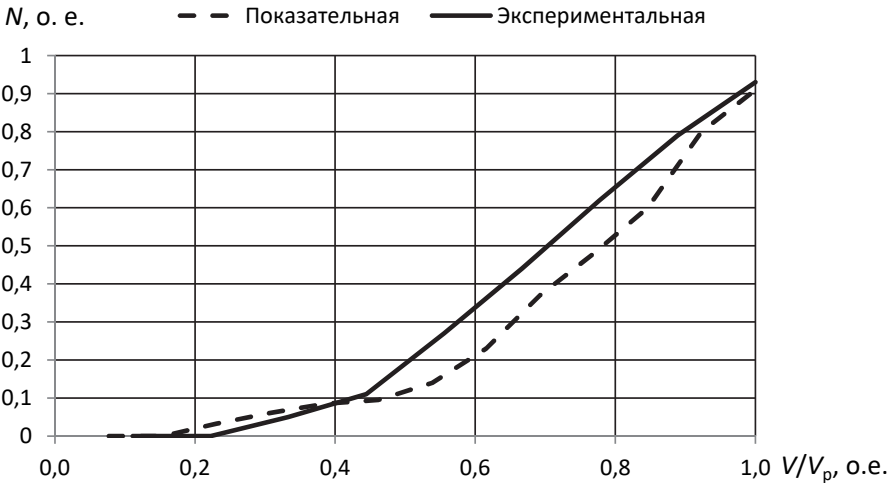


Рис. 10.32. Нормированные показательная и экспериментальная мощностные характеристики ВЭУ для условий легкого обледенения

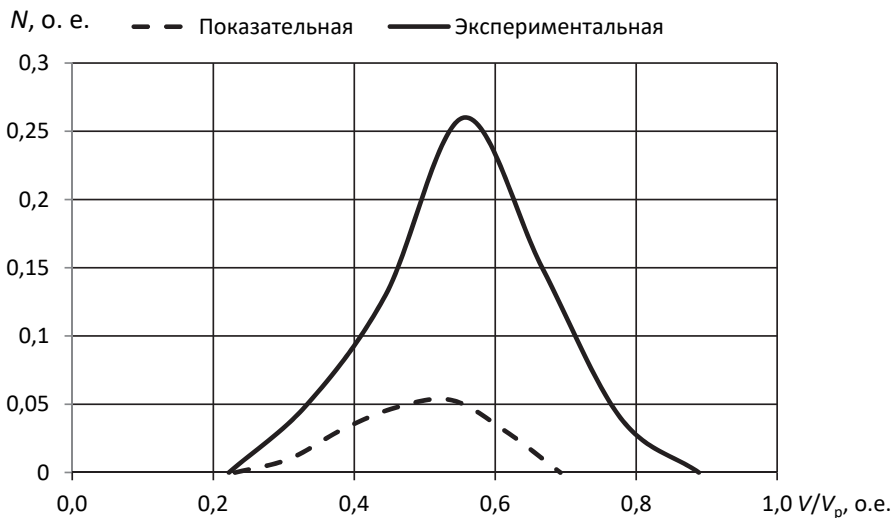


Рис. 10.33. Нормированные показательная и экспериментальная мощностные характеристики ВЭУ для условий тяжелого обледенения

Сравнение соответствующих нормированных показательных и экспериментальных мощностных характеристик ВЭУ для различных климатических условий выявило, что:

- они имеют похожие по виду зависимости мощности от скорости ветра при различных условиях обледенения;
- процент потерь наиболее расходитя в зоне скоростей ветра 0,5–0,9 от расчетной при легком обледенении (рис. 10.32) и во всем диапазоне при тяжелом обледенении (рис. 10.33);
- для условий тяжелого обледенения минимальные потери мощности соответствуют скорости ветра 0,55 от расчетной.

По результатам расчетов можно сделать вывод, что для определения потерь выработки ВЭУ, вызванных обледенением, можно использовать как показательные, так и экспериментальные мощностные характеристики, измеренные при различных степенях обледенения.

Пример: Определение потерь выработки единичной ВЭУ из-за обледенения на площадках Ладожского и Онежского озер.

Под размещение ВЭУ были выбраны две площадки, расположенные в Ладожском и Онежском озерах.

Данные по метеорологическим ресурсам (скорости, направлению ветра и температуре воздуха) на площадках ВЭС были получены с сайта «Расписание погоды» от береговых метеостанций (МС): на берегу Ладожского озера – МС Сосново;

на берегу Онежского озера – МС Вытегра. Многолетние ряды среднечасовых скоростей ветра на площадках наземных МС за 10 лет (2010-2019) на высоте 10 м были пересчитаны на выбранные площадки ВЭС с учетом изменения ландшафта местности и открытости озерных площадок по отношению к площадкам береговых МС.

Для пересчета рядов скорости ветра с высоты 10 м на высоту оси ветроколеса на площадках озерных ВЭС принята степенная зависимость ВПВ и разработаны модели ВПВ: для площадки Ладожского озера – $m_l = 0,7594 \cdot (V_l^{10})^{-0,734}$; для площадки Онежского озера – $m_l = 0,4946 \cdot (V_l^{10})^{-0,308}$ (l -номер месяца). Эти модели имеют высокий коэффициент детерминированности, что подтверждает их точность и достоверность (0,9805 и 0,8637 соответственно).

Информация о повторяемости отрицательных температур на площадке размещения ВЭУ является важным фактором, влияющим на обледенение ВЭУ. Чем чаще в течение года температура падает ниже нуля, тем больше вероятность образования на поверхности ВЭУ слоя льда [12]. Для анализа повторяемости отрицательных температур на месте размещения ВЭУ необходимо обладать климатическими данными за период не менее 10 лет. Показатели повторяемости температур $t(T)$ на площадках Ладожского и Онежского озер были рассчитаны на основе данных за 2010– 019 гг. с сайта «Расписание Погоды» для четырех диапазонов температур (рис 10.34 и 10.35): температура выше 0°C; условия легкого обледенения: температура в диапазоне от -5°C до 0°C; условия тяжелого обледенения: температура в диапазоне от -5°C до -15°C; температура ниже -15°C.

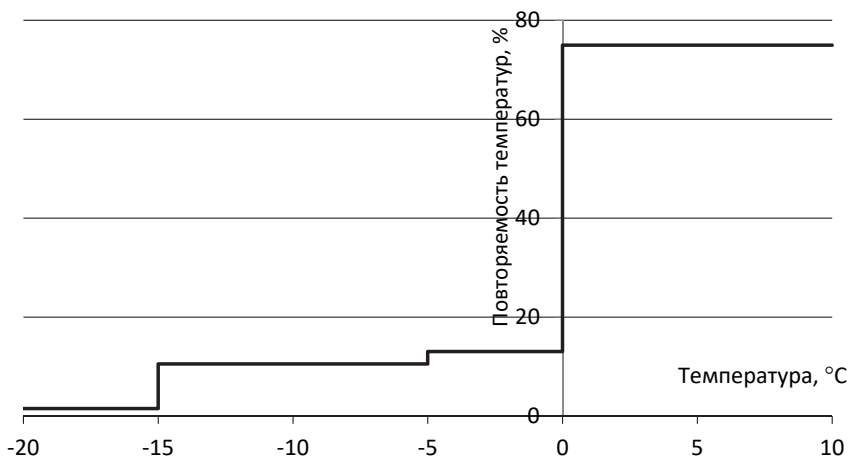


Рис. 10.34. Повторяемость температур на площадке Ладожского озера

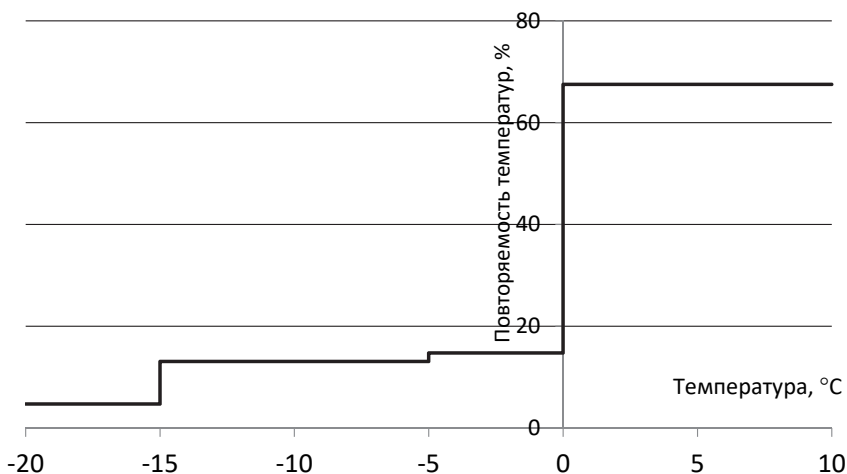


Рис. 10.35. Повторяемость температур на площадке Онежского озера

Было определено:

- на площадке Ладожского озера повторяемость низких температур составляет 25,06 % времени в году: легкое обледенение – 13,04%; тяжелое обледенение – 12,02%;
- на площадке Онежского озера повторяемость низких температур составляет 32,5% времени в году: легкое обледенение – 14,73%; тяжелое обледенение – 17,77%.

В качестве расчетной модели ВЭУ для размещения на площадках Ладожского и Онежского озер была выбрана модель V117/4000-4200 производства Vestas (табл. 10.10) с высотой башни 91,5 м, установленной мощностью 4 МВт и мощностной характеристикой, приводимой на рис. 10.36. Выбор расчетной модели ВЭУ производился с учетом климатического исполнения и класса безопасности в соответствии с ИЕС 61400-3.

Таблица 10.10

Характеристики ВЭУ модели V117/4000-4200

Модель	V117/4000-4200	Тип регулирования	Pitch
Мощность, кВт	4000	Температура эксплуатации, °C	-30 – +30
Диаметр ВК, м	117	Скорость выживания, м/с	70
Класс ВЭУ	IB	Количество лопастей, шт.	3
Скорость ветра, м/с			
Минимальная		3	
Номинальная		13	
Максимальная		25	

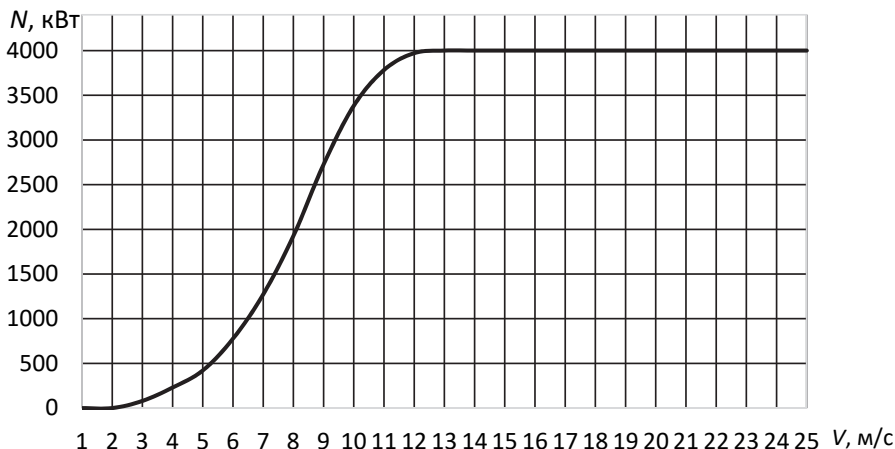


Рис. 10.36. Паспортная мощностная характеристика ВЭУ модели V117/4000–4200

Расчет потерь мощности из-за обледенения модели ВЭУ V117/4000–4200 на площадках Ладожского и Онежского озер проводился по показательным и экспериментальным мощностным характеристикам ВЭУ для условий легкого и тяжелого обледенения. В качестве наиболее достоверных были приняты экспериментальные мощностные характеристики, так как расчетная скорость выбранной модели ВЭУ совпадает с расчетной скоростью на мощностной экспериментальной характеристике.

Нормированные ранее экспериментальные мощностные характеристики для разных условий обледенения (рис. 10.32, 10.33) были смоделированы для расчетной скорости ветра 13 м/с.

На рисунке 10.37 и 10.38 представлены паспортная мощностная характеристика ВЭУ модели V117/4000-4200, показательные и экспериментальные мощностные характеристики для условий легкого и тяжелого обледенения.

Была рассчитана среднееголетняя выработка энергии $E_{вэу}$ единичной ВЭУ модели V117/4000-4200 при различных температурных условиях и определены потери выработки из-за обледенения (таблицу 10.11).

На площадке Ладожского озера потери выработки ВЭУ из-за обледенения, рассчитанные по показательным мощностным характеристикам, составили 10,56%, а по экспериментальным – 8,24%.

На площадке Онежского озера потери выработки ВЭУ из-за обледенения, рассчитанные по показательным мощностным характеристикам, составили 18,55%, по экспериментальным – 14,54%.

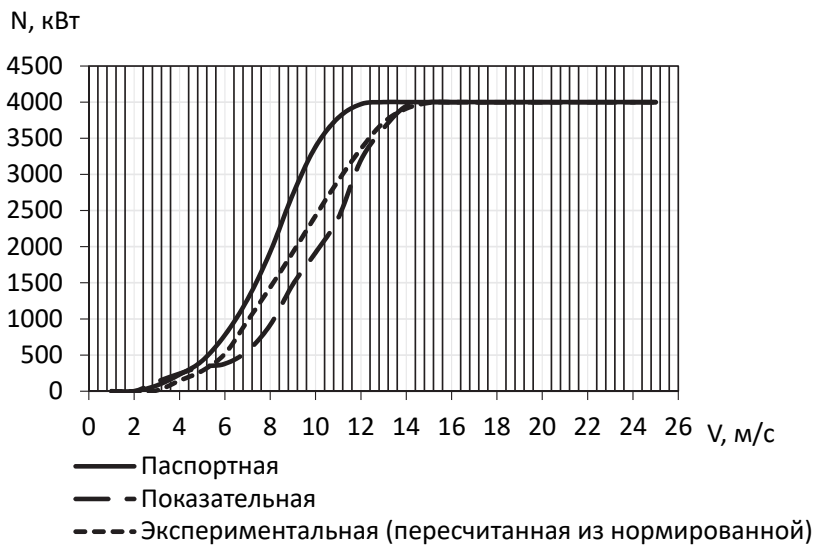


Рис. 10.37. Паспортная, экспериментальная и показательная мощностные характеристики для условий легкого обледенения



Рис. 10.38. Паспортная, экспериментальная и показательная мощностные характеристики для условий тяжелого обледенения

**Среднеголетняя выработка ВЭУ и потери из-за обледенения
на площадках Ладожского и Онежского озер**

T, °C	t(V), %	Эвзу, МВт·ч без потерь	Расчет потерь по			
			показательным мощностным характеристикам		экспериментальным мощностным характеристикам	
			Эвзу, МВт·ч с учетом потерь	% потерь	Эвзу, МВт·ч с учетом потерь	% потерь
для площадки Ладожского озера						
> 0	74,94	12965,43	12965,43	0	12965,43	0
-5 < T < 0	13,04	2334,56	1891,11	19,00	2037,78	12,71
T < -5	12,02	1395,16	75,18	94,61	316,27	77,33
Всего	100	16695,15	14931,72	10,56	15319,48	8,24
для площадки Онежского озера						
> 0	67,5	8897,96	8897,96	0	8897,96	0
-5 < T < 0	14,73	2142,94	1484,54	30,72	1725,17	19,50
T < -5	17,77	1803,62	79,36	95,60	353,69	80,39
Всего	100	12844,53	10461,86	18,55	10976,82	14,54

В обоих случаях потери выработки ВЭУ из-за обледенения, рассчитанные с помощью показательных и экспериментальных мощностных характеристик, получились с незначительной разницей.

**10.8. Методика определения выработки ВЭС
с учетом различных видов потерь**

На ранних этапах проектирования энергию, вырабатываемую ВЭС за период времени T (обычно 1 год) – $\mathcal{E}_{ВЭС}(T)$, кВт·ч – можно определить по формуле (10.14) [8]:

$$\mathcal{E}_{ВЭС}(T) = Z_{ВЭУ} \cdot K_p \cdot \beta_{АП} \cdot \beta_{пр} \cdot \mathcal{E}_{ВЭУ}(T), \quad (10.14)$$

где $\mathcal{E}_{ВЭУ}(T)$ – энергия вырабатываемая единичной ВЭУ и определенная по мощностной характеристике для стандартных условий за время T; $Z_{ВЭУ}$, ед. – количество ВЭУ в составе ВЭС; K_p – коэффициент, учитывающий влияние фактической плотности воздуха на выработку ВЭУ, может изменяться в диапазоне от 0,8 до 1,2; $\beta_{АП}$ – потери энергии ВЭС на взаимное влияние ВЭУ (аэродинамические потери на затенение) определяются в зависимости от принятой схемы размещения ВЭУ на площадке ВЭС и расстояний между ВЭУ; $\beta_{пр}$ – суммарные прочие потери определяются по формуле (10.15):

$$\beta_{\text{пр.}} = \beta_{\text{ТГ}} \cdot \beta_{\text{гис.}} \cdot \beta_{\text{эл.}} \cdot \beta_{\text{лед.}}, \quad (10.15)$$

где $\beta_{\text{ТГ}}$ – потери по технической готовности; $\beta_{\text{гис.}}$ – потери эффективности ВЭУ (на гистерезис при высоких скоростях ветра, потери при высокой турбулентности, потери из-за отклонения воздушного потока и т.п.); $\beta_{\text{эл.}}$ – электрические потери; $\beta_{\text{лед.}}$ – климатические потери из-за обледенения.

Потери по технической готовности $\beta_{\text{ТГ}}$ показывает процент времени в году, когда ВЭУ реально работает. Иногда простой ВЭУ характеризуется контрактным статусом «используется» (например, во время технического обслуживания), но энергия в такие периоды не вырабатывается. Также в эту категорию включена доступность по работе подстанции и сети. В среднем потери по технической готовности рекомендуется принимать от 1% до 5%. Расчет величины потерь по технической готовности ВЭУ в зависимости от наличия капитального ремонта возможно провести по методике, изложенной в [6].

Электрические потери происходят в повышающих трансформаторах ВЭУ и во внутренних электросетях ВЭС (включая подстанцию). Общие электрические потери $\beta_{\text{эл.}}$ рекомендуется принимать от 0% до 3%.

Потери эффективности ВЭУ $\beta_{\text{гис.}}$ связаны с тем, что при работе ВЭУ не достигаются значения выработки, указанные в кривой мощности, в виду специфических условий местности, таких как гистерезис при высоких скоростях ветра и отклонения воздушного потока. Процент потерь этой категории рекомендуется принимать равным от 0,1% до 0,5%, в зависимости от модели ВЭУ, в зависимости от различных скоростей ветра, при которых происходит отключение ВЭУ (от 20 м/с до 25 м/с). Также эти потери можно рассчитать. Расчет следует производить в следующей последовательности:

- рассчитать повторяемость скорости ветра в диапазоне, когда происходит отключение ВЭУ, например, от 24 м/с до 26 м/с в ряду наблюдений, смоделированному на высоту башни ВЭУ – $t(\Delta V)$ для диапазона скорости $\Delta V = 24 - 26$ м/с;
- % потерь эффективности ВЭУ принять, равным значению повторяемости для диапазона скорости, когда происходит отключение ВЭУ, например, $\Delta V = 24 - 26$ м/с.

Например, в годовом ряду среднечасовых значений скорости ветра на высоте оси ВК всего два значения скорости попадают в диапазон отключения скорости ВЭУ (например, $\Delta V = 24 - 26$ м/с) из 8760-и значений в ряду наблюдений. Тогда: $t(\Delta V) = 2/8760 \times 100\% = 0,023\%$ для диапазона скорости $\Delta V = 24 - 26$ м/с, тогда $\beta_{\text{гис.}} = 100 - 0,023 = 99,977\%$.

Потери на обледенение зависят от повторяемости низких температур ($t^0 < 0^0$) в годовом ряду скорости расчетного года и могут быть оценены по мощностным характеристикам для низких температур (см. п. 10.5).

Потери энергии ВЭС на взаимное влияние ВЭУ (аэродинамические потери на затенение) ($\beta_{\text{АП}}$) определяются в зависимости от принятой схемы размещения ВЭУ и расстояний между ВЭУ в п. 10.4.

Плотность воздуха зависит от высоты площадки ВЭС над уровнем моря и температуры окружающего воздуха, что необходимо учитывать при проектировании ВЭС. Определение коэффициента K_p , учитывающего влияние фактической плотности воздуха на выработку ВЭУ производится по формуле (10.16):

$$K_p = \frac{\mathcal{E}_{\text{ВЭУ-корр.}}}{\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}}, \quad (10.16)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ-корр.}}$ – годовая выработка ВЭУ по скорректированной энергетической характеристике ВЭУ для фактической среднесуточной плотности воздуха на площадке ВЭС; $\mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}$ – годовая выработка ВЭУ по паспортной энергетической характеристике для стандартных условий, соответствующих плотности воздуха $1,225 \text{ кг/м}^3$. Коррекция паспортной энергетической характеристики ВЭУ проводится в соответствии с ГОСТ Р 54418.12.1-2011 [5] в случае, если среднесуточная плотность воздуха на площадке ВЭС отличается более чем на $0,05 \text{ кг/м}^3$ от стандартного значения $1,225 \text{ кг/м}^3$ и по формуле (10.3) для ВЭУ с регулируемыми лопастями или формуле (10.4) для ВЭУ с нерегулируемыми лопастями.

Пример. Определение годовой выработки ВЭС с учетом различных видов потерь на площадке ВЭС (МС Черный Яр) в Астраханской области

Дано: Площадка ВЭС (МС Черный Яр) в Астраханской области, на которой размещено 36 ВЭУ модели SG132-3,4 суммарной установленной мощностью 124,74 МВт; годовая выработка единичной модели ВЭУ – 14,9 млн. кВт·ч.

Определите: Годовую выработку ВЭС с учетом различных потерь.

Решение:

В соответствии с рекомендациями были приняты и рассчитаны составляющие прочих потерь:

– приняты потери по технической готовности – 5% и электрические – 3%, тогда $\beta_{\text{ТГ}} = 100 - 5 = 95 \%$ и $\beta_{\text{эл.}} = 100 - 3 = 97 \%$;

– повторяемость скорости ветра в диапазоне от 24 м/с до 26 м/с в ряду наблюдений расчетного года на высоте башни ВЭУ – 0,24 %, тогда $\beta_{\text{гис.}} = 100 - 0,24 = 99,76\%$;

– повторяемость низких температур в годовом ряду расчетного года – 21,27%, и процент потерь на обледенение принимается 5% и $\beta_{\text{лед.}} = 100 - 5 = 95\%$.

Суммарные прочие потери определяются по формуле (10.15):

$$\beta_{\text{пр.}} = \beta_{\text{ТГ}} \cdot \beta_{\text{гис.}} \cdot \beta_{\text{эл.}} \cdot \beta_{\text{лед.}} = 0,95 \cdot 0,9976 \cdot 0,97 \cdot 0,95 = 0,873.$$

Аэродинамические потери энергии ВЭС на взаимное влияние ВЭУ определяются в зависимости от принятой схемы размещения ВЭУ и расстояний между ВЭУ в п. 10.3 и составляют $\beta_{\text{АП}} = 0,96$.

Для определения коэффициента, учитывающего влияние фактической плотности воздуха на выработку ВЭУ, K_ρ определим предварительно по формулам (10.1)–(10.2) среднегоголетнюю плотность воздуха на площадке ВЭС, высотная отметка которой над уровнем моря – 5 м и среднегоголетняя температура воздуха 10,73°C:

$$P = 101,29 - 0,011837 \cdot 5 + 4,793 \cdot 10^{-7} \cdot 5^2 = 101,23 \text{ кПа};$$

$$\rho = 3,4837 \cdot \frac{101,23}{10,73+273} = 1,243 \text{ кг/м}^3.$$

Поскольку отклонение фактической плотности воздуха от стандартной – 0,018 кг/м³, что меньше чем 0,05 кг/м³, то коррекция паспортной энергетической характеристики ВЭУ не требуется и соответственно, коэффициент $K_\rho = 1$.

Годовая выработка ВЭС с учетом различных видов потерь определяется по формуле (10.14):

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{ВЭС}}(T) &= Z_{\text{ВЭУ}} \cdot K_\rho \cdot \beta_{\text{АП}} \cdot \beta_{\text{пр.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ВЭУ}}(T) = \\ &= 36 \cdot 1 \cdot 0,96 \cdot 0,873 \cdot 14,9 = 449,546 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.} \end{aligned}$$

Контрольные вопросы и задания

1. Как влияет изменение условий окружающей среды (среднегодовая скорость, плотность воздуха) на энергетические характеристики ВЭУ?
2. Чем отличаются натурные и модельные мощностные характеристики ВЭУ?
3. Как выглядит характеристика потерь мощности в электромеханических элементах ВЭУ?
4. В чем заключаются особенности аэродинамики ВЭУ с нерегулируемыми лопастями?
5. Как выглядит типовая мощностная характеристика ВЭУ со stall-управлением при $\varphi^0 = \text{const}$?
6. В чем заключаются особенности аэродинамики ВЭУ с регулирующими лопастями ВК $\varphi^0(V) = \text{var}$?
7. Как выглядит типовая мощностная характеристика реальной ВЭУ с pitch-регулированием $\varphi^0(V_1) = \text{var}$?
8. В чем заключаются особенности ВЭУ с активным механизмом stall-регулирования мощностью?
9. Какова основная техническая проблема при создании ВЭС на ограниченной территории или иными причинами территории?
10. В чем заключается эффект «затенения» массива ВЭУ в составе ВЭС?
11. По каким причинам уменьшается энергия ветрового потока и ухудшаются условия использования ВЭУ по направлению ветра в составе ВЭС при их размещении друг за другом?
12. Как выглядит модель спутной струи в воздушном потоке за ВЭУ по направлению ветра?

13. Какова максимальная величина замедления скорости ветра за ВЭУ в центре ветроколеса в зависимости от расстояния?
14. Каковы две наиболее предпочтительные схемы оптимального размещения ВЭУ в составе ВЭС?
15. Что такое аэродинамическая эффективность массива ВЭУ в составе ВЭС?
16. Как выглядят мощностные характеристики одиночной ВЭУ и некоторой средней ВЭУ в составе ВЭС и каковы их особенности?
17. Как зависит коэффициент аэродинамической эффективности массива ВЭУ в составе ВЭС в зависимости от расстояния между рядами ВЭУ и расстояния между ВЭУ в ряду, а также величины турбулентности, при разных видах «розы ветров»?
18. Какие параметры определяют аэродинамическую эффективность ВЭС?
19. Как влияет среднегодовая скорость ветра V_0 на годовую выработку ВЭУ и оптимальную скорость вращения ветрового колеса ВЭУ?
20. Как влияет плотность воздуха на мощностную характеристику ВЭУ с регулируемыми и нерегулируемыми лопастями ветрового колеса?
21. Как влияет диаметр ВК на годовую выработку ВЭУ?
22. Как влияет высота башни для трех разных мест ее размещения: прибрежные территории, места с хорошими и слабыми ветрами на суше на годовую выработку ВЭУ?
23. Как влияет показатель степени вертикального профиля ветра на годовую выработку ВЭУ?
24. Как влияет количество лопастей ВК на C_p в зависимости от значения быстроходности?
25. Как влияет ориентация ВК по направлению ветра на значения $C_p(\lambda)$?
26. Как влияет угол установки лопасти ВК на мощностную характеристику ВЭУ?
27. Как влияет номинальная мощность генератора на годовую выработку ВЭУ?
28. Что такое приведенная мощностная характеристика ВЭУ и каковы её особенности?
29. Каковы особенности теоретической и фактической характеристики ВЭУ с регулируемыми и нерегулируемыми лопастями?
30. Каковы характеристики изменения КПД в электромеханических компонентах ВЭУ с разными типами генераторов?
31. Как влияет удельная мощность ветрового потока на значение расчетной скорости ветра современных ВЭУ?
32. Каковы особенности определения расчетной скорости ветра для начальных этапов проектирования ВЭУ?
33. Каковы фактические значения расчетной скорости ветра в зависимости от удельной мощности ветрового потока для современных stall-и pitch-регулируемых ВЭУ?
34. Как рассчитывается годовая выработка ВЭУ по заданной мощностной характеристике и функции распределения скорости ветра?

35. Каким образом проводится оценка времени работы ВЭУ с полной нагрузкой в течение года?
36. Как работают активные и пассивные противообледенительные системы?
37. Каковы последствия воздействия низких температур на работу ВЭУ?
38. Каковы методы разработки мощностных характеристик одиночной ВЭУ для условий легкого и тяжелого обледенения?
39. Приведите мощностные характеристики ВЭУ для условий легкого и тяжелого обледенения.
40. Приведите формулу расчета выработки ВЭС с учетом потерь.

Список литературы

1. Wind energy. Handbook. Second Edition / T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins at all. – John Wiley & SONS.LTD, 2011.
2. Hau, E. Wind turbines. Fundamentals, technologies, applications, economics. 2-nd edition. – Springer Berlin Heidelberg New York 2006.
3. Kaltschmitt, M. Wolfgang Streicher, Andreas Wiese. Renewable energy / M. Kaltschmitt, W. Streicher, A. Wiese // Technology, economics and environment. 2007.
4. Антонович, К.М. Использование СРНС в геодезии. Т. 1 / К.М. Антонович. – М.: ФГУП Карггеоцентр, 2005.
5. ГОСТ Р 54418.12.1-2011 (МЭК 61400-12-1:2005). Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч. 12–1. Измерение мощности, вырабатываемой ветроэлектрическими установками.
6. ГОСТ Р 70928-2023. Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Ветроэлектрические станции. Рекомендации по определению ветроклиматических характеристик и технико-экономических показателей малых ветроэнергетических установок.
7. Wind energy explained. Theory. Design and application. Second edition. J.F. Manwell, J.G. McGowan. Department of Mechanical and Industrial Engineering. University of Massachusetts. USA. A.L. Rogers. DNV-global energy concepts. Washington. USA. Copyright.2009 John Wiley & SONS.LTD. The Atrium. Southern Gate. Chichester. West Sussex. PO198SQ.UK. 705 pp.
8. Васьков, А.Г. Ветроэнергетика: учеб. пособие / А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Н.К. Малинин и др. – М.: Издательство МЭИ, 2016.
9. Wallenius, T. N. J. et al. The effect of icing on wind turbine energy production losses with different control strategies: дис. – 2007.
10. Осипчук, А.В. Особенности проектирования ВЭС на Кольском полуострове / А.В. Осипчук // Неделя науки ИСИ. – 2021. – С. 429–432.

11. ГОСТ Р ИСО 12494-2016. Основы проектирования строительных конструкций. Определение гололедных нагрузок.
12. Степушин, Д.В. Проблема использования ветрогенераторов в северной части России / Д.В. Степушин, О.В. Пазушкина // Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности. – 2021. – С. 283–288.
13. ISO 12494:2001. Atmospheric Icing of Structures. ISO/TC 98/SC3.
14. Makkonen, L. Modelling and prevention of ice accretion on wind turbines / T. Makkonen, M. Laasko // Wind Engineering. – 2001. – Vol. 25. – № 1. – P. 3–21.
15. Nygaard, B.E. Evaluation of icing simulations for the COST727 icing test sites” in Europe / B.E. Nygaard // IWAIS XIII. – Andermatt. – September. – 8 to 11, 2009.
16. Wallace, J.M. Atmospheric Science: an introductory essay / J.M. Wallace, P.V. Hobbs. – New York: Academic Press, 1977.
17. Thorsson, P. Modelling of Atmospheric Icing: an introduction essay / P. Thorsson. – Uppsala Universitet, 2010.
18. Горячев, С.В. Автоматическое противообледенительное устройство для лопастей ветрогенератора / С.В. Горячев, А.А. Смолякова // Вестник Кыргызско-Российского Славянского университета. – 2021. – Т. 21. – №. 8. – С. 21–24.
19. Pega, Д.А. Обзор противообледенительных систем применительно к лопастям ветроэлектрических установок / Д.А. Pega // Журнал СОК – 2022. – №4. – С. 76–78.
20. ГОСТ Р 54418.11-2017 (МЭК 61400-11:2012). Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч. 11. Методы определения характеристик акустического шума.

11. ИНТЕГРАЦИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ВЭС В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

11.1. Международный опыт формирования технических требований к интеграции и функционированию ВЭС в составе энергосистем

Увеличение количества, единичной и суммарной мощности ВЭС приводит к росту их влияния на режимы работы магистральных и распределительных электрических сетей, к которым они присоединяются, и энергосистем в целом [1].

Международный опыт формирования технических требований к ВЭС направлен на обеспечение надежной работы энергосистем, ВЭУ и поддержание показателей качества электроэнергии (ПКЭЭ) на шинах электроприемников потребителей. При этом технические требования предъявляются как к интеграции ВЭС, так и их функционированию с целью предотвращения повреждений генерирующего оборудования традиционных электростанций, электросетевого оборудования, а также электроприемников потребителей в разных схемно-режимных ситуациях.

Требования к интеграции (технологическому присоединению) ВЭС содержат требования, которым должна удовлетворять ВЭС для ее работы в составе энергосистемы. Они включают в себя виды нормативных возмущений, при которых ВЭС не должна отключаться от электрической сети, характеристики и параметры настройки алгоритмов управления ВЭУ для участия в регулировании частоты и активной мощности, а также напряжения и реактивной мощности в энергосистеме и др. [2, 3].

Требования к функционированию устанавливают правила, регламентирующие порядок взаимодействия собственников ВЭС, оперативно-технологического ВЭС, магистральных и распределительных сетей, диспетчерского персонала системного оператора для обеспечения надежного и устойчивого функционирования ВЭС и энергосистемы [4].

В большинстве стран отдельные технические требования зависят от мощности ВЭС. Например, в отношении предоставления ВЭС диапазона реактивной мощности для обеспечения участия в регулировании напряжения в точке присоединения в Дании введена следующая градация: а) от 50 кВт; б) от 1,5 МВт; в) от 25 МВт. Важно отметить, что чем больше мощность ВЭС, тем более широкий диапазон на выдачу/потребление реактивной мощности должен предоставляться [5].

Анализ международного опыта показывает, что в течение последнего десятилетия во многих странах происходило поэтапное ужесточение технических требований к присоединению и функционированию ВЭС в составе энергосистем. Это обусловлено необходимостью обеспечения надежной работы энергосистем при существенном влиянии ВЭС на балансы электроэнергии и мощности.

Величина влияния ВЭС, в том числе, зависит от показателей аппаратной (элементной) надежности ВЭУ (коэффициент готовности; среднее время между вынужденными отключениями).

Коэффициент готовности (AF – Availability factor, %) – показывает, какую долю периода времени за рассматриваемый период (год) ВЭУ готова выполнять свои основные функции в полном объеме без ограничений – оказывает влияние на баланс электроэнергетики.

Среднее время между вынужденными отключениями (MTBFO – Mean time between forced outages, ч) – время между внеплановыми отключениями по любой внутренней (отказ, вывод во внеплановый ремонт, отключение защитами и др.) или внешней причине (отключение ВЭУ устройствами релейной защиты при коротких замыканиях во внешней электрической сети) – оказывает влияние на баланс мощности.

На рисунке 11.1 приведены обобщенные статистические данные по ВЭУ различной мощности, полученные на основе анализа международного и отечественного опыта функционирования ВЭУ [6].

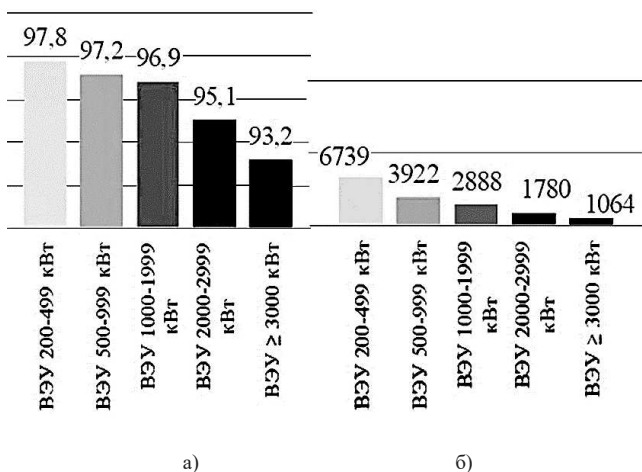


Рис. 11.1. Показатели аппаратной надежности ВЭУ:

а – коэффициент готовности; б – среднее время между вынужденными отключениями

Анализ графиков на рис. 11.1 позволяет сделать следующие выводы в отношении ВЭУ:

– коэффициенты готовности ВЭУ разной мощности достаточно высокие (сопоставимы с показателями надежности топливных генерирующих установок объектов распределенной генерации), что обусловлено высоким качеством их изготовления;

– коэффициенты готовности ВЭУ в России на 3–7% меньше общемировых, что обусловлено слабой доступностью и низким качеством сервисного обслуживания, отсутствия складских запасов запасных частей для проведения внеплановых ремонтов ВЭУ;

– ввиду усложнения конструкции и удаленности мощных ВЭС от сервисных центров при увеличении единичной мощности ВЭУ наблюдается снижение коэффициента готовности на 0,4%/МВт и среднего времени между вынужденными отключениями на 1000 ч/МВт;

– частые отключения ВЭУ обусловлены близостью аварийных возмущений во внешней электрической сети и выбранными параметрами настройки функции поддержки сети при провалах напряжения Low Voltage Ride-Through (LVRT), излишним срабатыванием простых устройств релейной защиты (РЗ) ВЭУ и др. мелкими неисправностями;

– среднее время между вынужденными отключениями ВЭУ IV типа существенно меньше (до 5 раз), что обусловлено срабатыванием защит инверторных преобразователей, однако они достаточно быстро включаются в работу в автоматическом режиме.

Рассмотрим на примере ряда стран с высокой долей суммарной установленной мощности ВЭС (Германия, Дания, Бельгия) этапы значимых изменений технических требования к функции поддержки сети при провалах напряжения – LVRT.

1. Обеспечивать отключение ВЭУ при провалах напряжения с последующим их включением после ликвидации повреждения в сети

Это требование предъявлялось для исключения влияния ВЭУ на функционирование внешней электрической сети посредством их отключения при провалах напряжения глубиной $0,2U_{ном}$ и более.

На ВЭУ применялись простые защиты для предотвращения их повреждений при коротких замыканиях (КЗ) во внешней электрической сети, а именно, защиты минимального напряжения. Эти защиты действуют на отключение ВЭУ без выдержки времени при снижении напряжения ниже $0,8U_{ном}$, что позволяет заводам-изготовителям упростить конструкцию ВЭУ, минимизируя затраты на их производство.

При росте доли ВЭС в структуре генерирующих мощностей, когда их суммарная мощность стала превышать 15–20%, потребовалось ужесточение технических требований. Это обусловлено тем, что одномоментное отключение ВЭС большой мощности при аварийном возмущении в сети приводило к утяжелению послеаварийного режима из-за возникновения значительных дефицитов активной мощности.

2. Не допускать отключений ВЭУ при провалах напряжения, в соответствии с заданной вольт-секундной характеристикой LVRT

Для исключения ситуаций (п. 1) в ряде стран были разработаны технические требования к ВЭС, обязывающие обеспечить их устойчивую работу (без отключений) в составе энергосистем при провале напряжения на выходе

инверторных преобразователей ВЭУ, в соответствии с вольт-секундной характеристикой функции LVRT. В 2003 г. сетевые операторы E.ON и VET (Германия) одними из первых внесли соответствующие изменения в технические требования к ВЭУ в свои сетевые кодексы.

Задание формы и параметров настройки вольт-секундной характеристики $U(t)$ функции LVRT производится в каждой стране индивидуально, с учетом факторов, определяющих особенности энергосистем, в том числе типового состава и параметров настройки устройств РЗ, размещаемых в электрических сетях, в которые интегрируются ВЭС. Если глубина провала напряжения и его длительность оказывается больше заданных значений, то ВЭУ могут отключаться от сети. Это, безусловно, нежелательно, но с учетом правильности задания характеристики функции LVRT ВЭУ будет являться редким событием, происходящим в исключительных случаях. Это позволило не допускать массовых отключений ВЭУ при правильной работе устройств РЗ во внешней электрической сети.

3. Обеспечивать устойчивую работу ВЭУ за счет реализации инжекции реактивного тока с требованием к скорости его нарастания

Ужесточение технических требований было обусловлено необходимостью повышения устойчивости работы ВЭУ, а также электроприемников потребителей во внешней электрической сети. Исходные технические требования к функции LVRT при этом были дополнены. Для дальнейшей работы ВЭС с выдачей мощности в сеть все ВЭС должны были пройти повторную сертификацию, подтверждающую соответствие ВЭУ измененным требованиям [7].

Учитывая, что ВЭУ IV типа интегрируются в электрическую сеть через инверторные преобразователи, то функция LVRT реализуется в них. Типовая схема ВЭУ IV типа приведена на рис. 11.2.

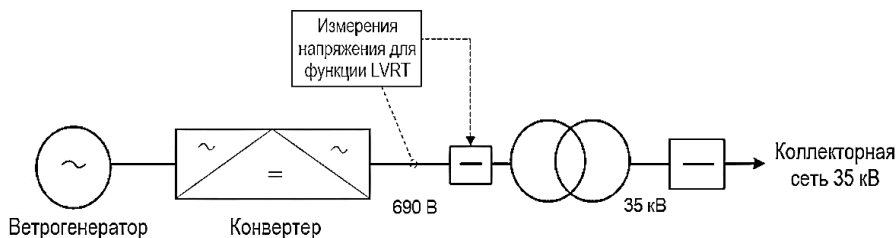


Рис. 11.2. Типовая схема ВЭУ IV типа

Функция LVRT ВЭУ реализована следующим образом:

- измеряется линейное (междуфазное) напряжение (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) на выходе инверторного преобразователя на напряжении 690 В;
- функция срабатывает с выдержкой времени при снижении любого из линейных напряжений (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) ниже заданной уставки, в соответствии с характеристикой LVRT;

– при выходе величины остаточного напряжения ($U_{ост}$) и его длительности за пределы заданной характеристики LVRT отключается автоматический выключатель с приводом на напряжении 690 В (сохраняется питание собственных нужд ВЭУ, измерительных цепей напряжения и блока синхронизации).

В Европейском сетевом кодексе приведена вольт-секундная характеристика функции LVRT (рис. 11.3) для любой из фаз электрической сети, в которой возникает КЗ, в точке присоединения ВЭС с переходом к послеаварийному режиму.

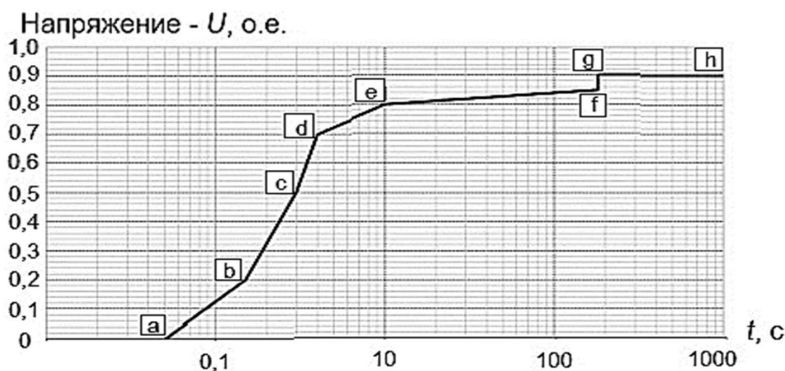


Рис. 11.3. Форма вольт-секундной характеристики функции LVRT ВЭУ

Примеры вольт-секундных характеристик функции LVRT ВЭУ в различных странах: FGW TR3 (Германия), PO 12.3 and PO 12.2 draft (Испания), Grid Code (Великобритания), US-FERC (США), IEC 61400-21 (Франция) приведены на рис. 11.4 в упрощенном виде.

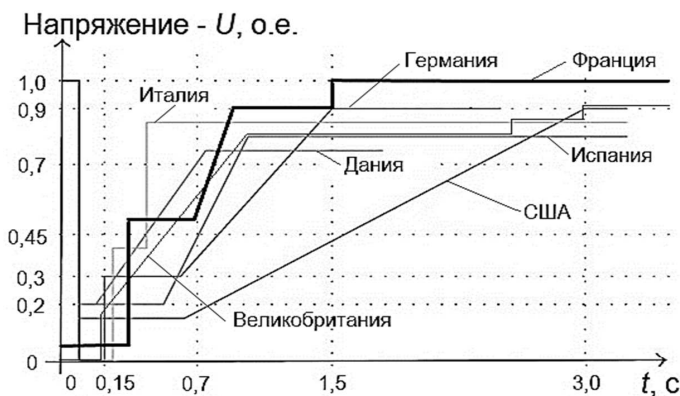


Рис. 11.4. Примеры вольт-секундных характеристик функции LVRT ВЭУ в различных странах мира

Характеристики LVRT, по умолчанию, соответствуют техническим требованиям нормативно-технических документов (НТД), например, сетевых кодексов, тех стран, где они разработаны или произведены. Если ВЭУ изготавливаются по лицензии в другой стране, в том числе в России, то параметры настройки функции LVRT, как правило, соответствуют техническим требованиям НТД страны, где находится лицензиар.

Для выполнения проверки корректности настройки функции LVRT ВЭУ необходимо получить расчетные величины остаточных напряжений ($U_{ост}$) и длительности провалов напряжения на выходе инверторных преобразователей ВЭУ при всех нормативных возмущениях. Также необходима заводская вольт-секундная характеристика функции LVRT ВЭУ, форма которой зависит от заданных алгоритмов в системе автоматического управления (САУ) ВЭУ, удаленности ВЭУ от центров питания ($X_{жв.сети}$ в точке присоединения), а также параметров настройки функции инъекции реактивного тока при внешних КЗ. Последняя функция необходима для обеспечения надежной работы устройств РЗ, повышения устойчивости энергосистемы и увеличения скорости восстановления напряжения после ликвидации КЗ [8].

В ряде случаев функция инъекции реактивного тока при внешних КЗ не всегда корректно настроена, а в некоторых случаях выведена из работы, в соответствии с требованиями сетевых кодексов отдельных стран. В сетевом кодексе E.ON изложены следующие технические требования к функции инъекции реактивного тока при внешних КЗ:

– регулирование напряжения должно быть реализовано в течение не более 20 мс (один период промышленной частоты) после фиксации провала напряжения посредством инъекции реактивного тока величиной не менее 2% $I_{ном}$ на каждый 1% провала напряжения;

– обеспечить максимальную величину выходного реактивного тока, но не менее 100% $I_{ном}$ [9].

График зависимости величины инъекции реактивного тока ВЭУ от глубины провала напряжения при КЗ во внешней электрической сети приведен на рис. 11.5.

Зона нечувствительности (пунктирные линии на рис. 11.5) может быть задана от 0 о.е. до требуемого значения. На рисунке 11.5 инъекция реактивного тока начинается при глубине провала напряжения (ΔU) величиной 0,1 о.е. Коэффициент приращения реактивного тока (K) может изменяться в диапазоне от 0 до 10, по техническим требованиям E.ON $K = \Delta I_{реакт.} / \Delta U = 2$. В САУ инверторных преобразователей возможно задать приоритет выдачи активной или реактивной мощности (комбинация в пропорции) при провале напряжения, а также то, что величина инжектируемого реактивного тока может добавляться дополнительно к той, которая была в доаварийном режиме, но не более $1,024I_{ном}$.

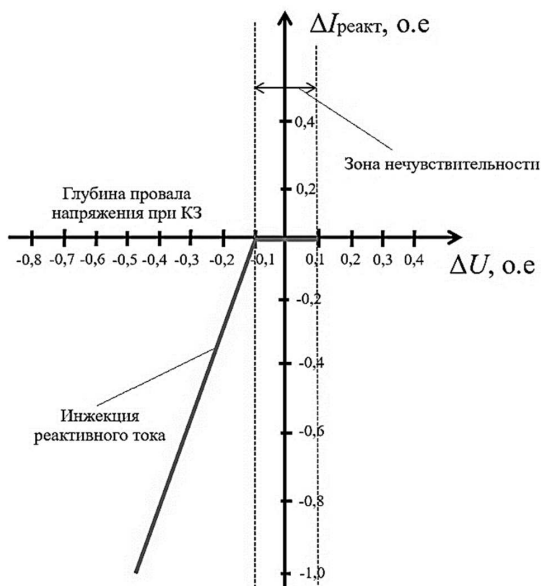


Рис. 11.5. График зависимости величины инъекции реактивного тока ВЭУ от глубины провала напряжения при КЗ

На рисунке 11.6 приведен график зависимости величины инъекции реактивного тока от времени при провале напряжения в результате КЗ во внешней электрической сети.

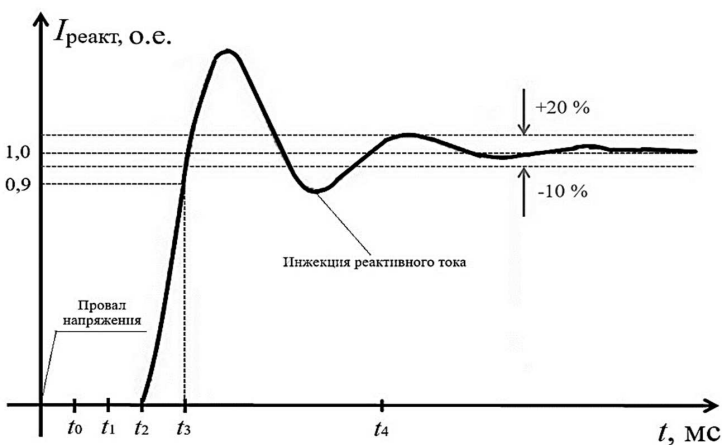


Рис. 11.6. График зависимости величины инъекции реактивного тока от времени при провале напряжения в результате КЗ

Параметры настройка функции инъекции реактивного тока ВЭУ (рис. 11.6) следует принять в соответствии с данными из технического паспорта ВЭУ, а для учебных целей следующие:

- коэффициент приращения инъекции реактивного тока, $K = 2$;
- время фиксации провала напряжения, $t_0 = 10$ мс;
- время прекращения выдачи активной мощности, $t_1 = 10$ мс;
- время начала инъекции реактивного тока, $t_2 = 10,1$ мс;
- время достижения реактивного тока величины $0,9I_{ном}$, $t_3 = 50$ мс;
- время достижения реактивным током заданного установившегося значения в диапазоне $+20\%/-10\%$, $t_4 = 80$ мс;
- максимальное кратковременное превышение величины реактивного тока над установившимся значением не более $0,1I_{ном}$.

Все временные интервалы отсчитывают от момента провала напряжения на выходе инверторных преобразователей ВЭУ при КЗ [10].

Работы по совершенствованию технических требований к ВЭУ и ВЭС в целом продолжаются как на международном уровне, так и на национальных уровнях во многих странах мира.

В соответствии с [11] в России введены повышенные тарифы на электроэнергию (мощность). Кроме того, для ВЭС установлено эталонное значение коэффициента использования установленной мощности ($K_{иум}$), которое составляет 27%. Средний фактический $K_{иум}$ по данным за 2022 г. для ВЭС в России составил 32,1%.

В случае недостижения величины эталонного $K_{иум}$ вводится штрафной коэффициент, на который умножается величина установленной платы за мощность:

- $K_{иум} > 21,6\%$; штрафной коэффициент – 1;
- $13,5\% < K_{иум} < 21,6\%$; штрафной коэффициент – 0,8;
- $K_{иум} < 13,5\%$; штрафной коэффициент – 0.

Данный подход экономически стимулирует собственников обеспечивать корректное проектирование и функционирование ВЭС.

11.2. Требования нормативных документов к интеграции и функционированию ВЭС в России

Основным документом на данный момент, регламентирующим технические требования к ВЭУ и их группам в составе ВЭС, предназначенным для производства электроэнергии, при их работе в составе ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, является ГОСТ Р 58491-2019 [12].

Его действие распространяются на ВЭС мощностью более 5 МВт на базе ВЭУ всех типов и исполнений. Национальный стандарт предназначен для применения собственниками и иными законными владельцами ВЭС и ВЭУ, организациями,

выполняющими проектные, в том числе разработку схем выдачи мощности, научно-исследовательские, строительные работы, а также работы по реконструкции, модернизации, техническому перевооружению или эксплуатации ВЭУ.

В [12] представлены следующие разделы:

- общие требования;
- требования к ВЭУ по допустимой длительности работы в различных диапазонах частот;
- требования к ВЭУ и ВЭС по допустимой длительности работы в различных диапазонах напряжения;
- требования к участию ВЭС в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ);
- требования к участию ВЭС в регулировании активной и реактивной мощности;
- требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУТП) на ВЭС;
- требования к схеме выдачи мощности ВЭС;
- требования к обеспечению устойчивости ВЭУ;
- требования к условиям включения и/или синхронизации ВЭУ.

Рассмотрим подробнее наиболее значимые требования.

Все ВЭУ должны работать длительно при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49,0-51,0 Гц, включая верхнюю границу диапазона, и кратковременно в следующих диапазонах:

- 55,0 – 51,0 Гц и ниже 46 Гц – продолжительность устанавливается заводом-изготовителем ВЭУ;
- 49,0 – 48,0 Гц – продолжительность работы не менее 5 мин;
- 48,0 – 47,0 Гц – продолжительность работы не менее 40 с;
- 47,0 – 46,0 Гц – продолжительность работы не менее 1 с;
- 46 Гц – продолжительность работы не менее 1 с.

Автоматическое включение ВЭУ, отключенных действием защит из-за недопустимого снижения/повышения частоты за пределы указанных диапазонов не допускается.

Должна быть обеспечена длительная работа ВЭУ без отключений при отклонениях напряжения на шинах РУ 110 кВ и выше в схеме выдачи мощности ВЭС от минимально допустимого напряжения до наибольшего рабочего напряжения, от минимально допустимого напряжения до аварийно допустимого напряжения – не менее 20 мин, и кратковременно – при повышении напряжения свыше наибольшего рабочего напряжения.

Величина наибольшее рабочее напряжение регламентируется ГОСТ Р 57382-2017 [13] и составляет:

- для сетей 35 кВ – 40,5 кВ;
- для сетей 110 кВ – 126 кВ;

- для сетей 220 кВ – 252 кВ;
- для сетей 330 кВ – 363 кВ;
- для сетей 500 кВ – 525 кВ;
- для сетей 750 кВ – 787 кВ.

Величины минимально допустимого и аварийно допустимого напряжения вычисляются по формуле:

$$U_{\text{мин (авар)}} = 0,7 U_{\text{ном}} (1 + K_U), \quad (11.1)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети; K_U – коэффициент запаса устойчивости по напряжению ($K_U = 0,15$ – при вычислении минимально допустимого напряжения; $K_U = 0,1$ – при вычислении аварийно допустимого напряжения).

На ВЭС должна быть обеспечена возможность снижения выдаваемой активной мощности с целью участия в ОПРЧ при повышении частоты в энергосистеме. Участие ВЭС в ОПРЧ предусматривает снижение мощности группы или совокупности групп ВЭУ средствами регулирования активной мощности или инверторными преобразователями, либо посредством автоматического отключения группы или совокупности групп ВЭУ. «Мертвая полоса» первичного регулирования не должна превышать $(50,0 \pm 0,1)$ Гц, а статизм первичного регулирования должен находиться в пределах от 4,0 до 5,0%.

При повышении частоты за пределы верхней границы «мертвой полосы» не более чем через 10 с должно обеспечиваться снижение активной мощности, которое должно быть реализовано не более чем за 5 с и носить устойчивый апериодический характер. При увеличении отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» ограничение мощности должно изменяться с учетом изменения величины первичной мощности пропорционально отклонению частоты.

Должно быть обеспечено снижение выдаваемой ВЭС активной мощности при изменении частоты на значение требуемой первичной мощности $P_{\text{т.п.}}$ (МВт), которое вычисляется по формуле:

$$P_{\text{т.п.}} = - \left(\frac{100}{s} \right) \cdot \left(\frac{P_{\text{исх}}}{f_{\text{ном}}} \right) \cdot \Delta f_p, \quad (11.2)$$

где s – статизм первичного регулирования, %; $P_{\text{исх}}$ – исходная мощность ВЭУ, подключенных к одному распределительному устройству (на момент начала участия в ОПРЧ), МВт; Δf_p – расчетное значение отклонения частоты, Гц ($\Delta f_p = 0$, если отклонение частоты не превышает «мертвую полосу» $(50,0 \pm 0,1)$ Гц; $\Delta f_p = f - (50,0 + 0,1) > 0$ при повышении частоты выше верхней границы «мертвой полосы»; f – текущее значение частоты в энергосистеме).

После снижения частоты ниже верхней границы «мертвой полосы» должно автоматически сниматься ограничение на выдачу максимальной мощности ВЭУ (ВЭС).

Все ВЭС должны обеспечивать снижение активной мощности в пределах регулировочного диапазона со скоростью не менее 10% от номинальной мощности

ВЭС в минуту. Оно может осуществляться как в отношении отдельных ВЭУ, так и путем отключения группы или совокупности групп ВЭУ, в зависимости от принятых проектных решений. Максимальная скорость набора активной мощности ВЭС должна быть не более 10% от номинальной мощности ВЭС в минуту.

Все ВЭС должны участвовать в регулировании реактивной мощности в соответствии с требованиями технической документации завода-изготовителя ВЭУ и проектной документации.

Российские технические требования к ВЭС в отношении участия в регулировании активной/реактивной мощности в настоящее время существенно более простые, чем в других странах с большой долей генерации на основе ВИЭ в структуре генерирующих мощностей. Следует ожидать ужесточения требований в обозримом будущем.

Все ВЭУ не должны отключаться от сети при нормативных возмущениях во внешней электрической сети, за исключением случаев, когда в результате ликвидации КЗ на электросетевом оборудовании происходит отделение ВЭС от энергосистемы. Оценка исполнения этого требования необходимо осуществлять путем сравнения расчетных значений снижения напряжения при нормативных возмущениях со значениями уставок защит ВЭУ, действующих на их отключение при снижении напряжения. Выполнение требования при проектировании достигается разработкой мероприятий по сохранению ВЭУ в работе, предусматривающих установку/реконструкцию устройств РЗ, противоаварийной автоматики (ПА), коммутационного оборудования, средств компенсации реактивной мощности, в т.ч. на смежных объектах электроэнергетики. Требования к устойчивой работе ВЭУ определяются в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, содержащими перечень нормативных возмущений [14].

В России в настоящее время в действующих НТД отсутствуют требования о необходимости реализации функции LVRT в инверторных преобразователях ВЭУ, к конфигурации характеристики функции LVRT, а также необходимости инжекции реактивного тока. Сокращение времени ликвидации КЗ в ряде случаев не позволяет предотвратить отключения ВЭУ при близких КЗ во внешней электрической сети, которые сопровождаются глубоким провалом напряжения, учитывая заданную заводом-изготовителем характеристику функции LVRT.

В России отсутствует утвержденная методика проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ, что усложняет работу проектировщикам, занимающихся разработкой схем выдачи мощности ВЭС.

В настоящее время в России недостаточно НТД, содержащих рекомендации по организации защиты во внешней электрической сети ВЭС. Отдельные вопросы рассмотрены в документах:

- правила устройства электроустановок (7-ое издание) [15];
- руководящие указания по релейной защите;

– нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ [16];

– рекомендации заводов-изготовителей устройств РЗ и ПА.

В соответствии с требованиями [16] на ВЭУ и ВЭС должно быть предусмотрено применение следующих устройств РЗ:

– на ВЭУ – защита от повышения и понижения напряжения, защита от повышения и понижения частоты, защита от перегрузки, функция поддержки сети при провалах напряжения (LVRT);

– на повышающих трансформаторах 0,69/35 кВ ВЭУ – максимальная токовая защита (МТЗ), токовая отсечка (ТО);

– на кабельных линиях (КЛ) в коллекторной сети 35 кВ – МТЗ, ТО, защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ);

– в распределительном устройстве (РУ) 35 кВ повышающей подстанции (ПС) 35/110 кВ – логическая защита шин (ЛЗШ), МТЗ;

– на повышающем трансформаторе 35/110 кВ – дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), МТЗ;

– на линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ – дифференциальная защита линии (ДЗЛ), дистанционная защита (ДЗ), токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

Для обеспечения корректного проектирования защит в коллекторной сети ВЭС, а также во внешней электрической сети ВЭС требуется разработка соответствующих методических рекомендаций.

Пример размещения устройств РЗ в коллекторной сети ВЭС и во внешней электрической сети напряжением 110 кВ приведен на рис. 11.7.

Выбор параметров срабатывания (уставок) устройств РЗ и оценка чувствительности защит выполняется на основании результатов расчетов токов короткого замыкания (КЗ) в максимальных и минимальных режимах работы сети. Как правило в расчетах токов КЗ принимается допущение, что подпитка от ВЭС мала, поэтому ею пренебрегают.

Учитывая, что основная подпитка места повреждения токами КЗ в коллекторной сети ВЭС происходит из внешней электрической сети, то основным фактором, влияющим на величину тока КЗ, является схемно-режимная ситуация в этой сети. Поэтому в вариантных расчетах токов КЗ следует учитывать различные ремонтные схемы сети (отключение ЛЭП, силовых трансформаторов, секционных выключателей и др.). На ВЭС должен учитываться полный состав оборудования, находящегося в работе, а также возможность отключения одной из КЛ в коллекторной сети 35 кВ ВЭС, к которой подключена одна из групп ВЭУ. В эксплуатации состав включенного оборудования на ВЭС может изменяться, что зависит от множества факторов, в том числе ремонта ВЭУ, метеоусловий и др.

В [12] содержатся требования к АСУТП ВЭС, которая должна обеспечивать выполнение информационных, управляющих и вспомогательных функций.

К информационным функциям АСУТП относятся:

- измерение, преобразование и передача параметров технологического процесса и информации о состоянии оборудования ВЭС в виде унифицированных аналоговых, дискретных и цифровых сигналов;

- сбор и передача информации в режиме online о доступном фактическом диапазоне регулирования по активной/реактивной мощности;

- сбор и первичная обработка информации, необходимой при выполнении функций мониторинга и управления ВЭС;

- информационно-вычислительные и аналитические функции для решения задач эксплуатации оборудования ВЭС;

- технологическая сигнализация для предоставления оперативному персоналу информации об отклонениях в технологическом процессе;

- регистрация событий, накопление и отображение информации собственными средствами или посредством информационного обмена с устройствами РЗ, регистраторами аварийных событий и др.;

- архивирование информации об истории протекания технологических процессов, работе АСУТП, действиях оператора (протоколирование информации, автоматическое формирование и печать технических протоколов, отчетов, рапортов и др. документов);

- обмен информационными и/или управляющими сигналами с внешними автоматизированными системами (локальными системами управления; автоматизированной системой управления субъекта электроэнергетики и др.) с использованием стандартных протоколов.

К управляющим функциям АСУТП относятся:

- автоматическое регулирование – непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса и загрузки ВЭС;

- логическое управление – автоматическое и/или автоматизированное управление оборудованием и автоматическими устройствами (блокировки, пошаговое логическое управление и др.);

- дистанционное управление – передача команд оперативного персонала в автоматизированное рабочее место (АРМ), на приводы исполнительных механизмов, регуляторы и др.;

- дистанционное управление – прием и реализация внешних команд управления на оборудование или изменение загрузки ВЭС.

К вспомогательным функциям АСУТП относятся:

- непрерывный автоматический контроль программных и технических средств и контроль выполнения информационных и управляющих функций АСУТП;

- тестирование и самодиагностика программных, аппаратных компонентов АСУТП, в т.ч. каналов ввода-вывода и передачи данных;

- предоставление рекомендаций, справочной информации при настройке, наладке и эксплуатации программных и технических средств АСУТП ВЭС;
- защита программного обеспечения компонентов АСУТП от воздействия вредоносного программного обеспечения и несанкционированного вмешательства сторонних лиц.

АСУТП ВЭС должна выполняться в виде единой системы, включающей в себя комплекс программных и технических средств для решения задач контроля и управления основным и вспомогательным оборудованием, технологическими процессами, и инструментальных систем для модификации и обслуживания систем АСУТП. Структура АСУТП должна представлять собой многоуровневую иерархическую систему, соответствующую технологической структуре ВЭС.

Не допускается реализация функций РЗ и ПА с использованием технических средств АСУТП ВЭС.

Для организации дистанционного управления ВЭС из диспетчерского центра филиала АО «СО ЕЭС» должен быть в АСУТП ВЭС реализован следующий функционал:

- управление активной мощностью, в т.ч. ее снижение до нуля действием на коммутационные аппараты или группы ВЭУ, с возвратом права управления к АСУТП после окончания ограничений по активной мощности, с представлением в режиме online информации о доступном диапазоне регулирования в зависимости от скорости ветра и др.;
- управление реактивной мощностью с предоставлением в режиме online информации о доступном диапазоне регулирования, с учетом зависимости от активной мощности, напряжения др.;
- управление коммутационными аппаратами ВЭС, заземляющими ножами (ЗН), устройствами РЗ, а также режимами работы оборудования ВЭС;
- блокировка команд управления, исключающую одновременное поступление команд из АРМ и внешних команд управления;
- администрирование прав осуществления дистанционного управления коммутационными аппаратами ВЭС, ЗН, функциями устройств РЗ, технологическим режимом работы оборудования;
- реализация принципа единоличного управления одновременно только от одного источника команд: АРМ или внешних команд;
- наличие блокировок, исключающих ошибочные действия оперативного и диспетчерского персонала при осуществлении дистанционного управления из АРМ и внешних команд управления.

Для реализации технологического присоединения ВЭС мощностью более 5 МВт к магистральным или распределительным сетям необходима разработка схемы выдачи мощности (СВМ) ВЭС.

Включение и/или синхронизация ВЭУ с энергосистемой должны осуществляться при длительно допустимых уровнях частоты и напряжения. Отдельные требования к ВЭУ и ВЭС, функционирующие в составе энергосистем, содержатся в [17, 18].

Как показывает международный опыт требования к ВЭС будут поэтапно ужесточаться по мере роста их количества и суммарной мощности в составе энергосистем. Это потребует от собственников ВЭС производить модернизацию оборудования и распределительных устройств, что приведет к дополнительным финансовым затратам.

11.3. Схемы технологического присоединения ВЭС к энергосистеме

В соответствии с [19] технические решения по СВМ электростанции максимальной мощностью 50 МВт и более, за исключением ВЭС (СЭС), должны соответствовать требованиям:

- при единичной ремонтной схеме, характеризующейся отключенным состоянием одной отходящей от шин электростанции ЛЭП, автотрансформатора связи распределительных устройств, выключателя или системы шин распределительного устройства или электросетевого элемента в энергорайоне размещения электростанции, должна обеспечиваться выдача всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды;

- не допускаются технические решения по СВМ электростанции, приводящие к отключению электростанции от электрической сети при возникновении нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме.

Перечисленные требования относятся ко всем видам электростанций, за исключением ВЭС (СЭС), требующих наличие не менее двух ЛЭП, через которые выдается мощность в энергосистему.

При разработке СВМ ВЭС должны быть выполнены следующие основные требования:

- в нормальной схеме сети на год ввода каждой очереди ВЭС и перспективу на пять лет после ввода последней очереди должна обеспечиваться выдача максимальной располагаемой мощности ВЭС;

- допускается выдача мощности ВЭС через отпайки (ответвления) от ЛЭП напряжением 35 – 110 кВ;

- выдача мощности ВЭС через отпайки (ответвления) от транзитных ЛЭП напряжением 220 кВ допускается при наличии обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме «заход-выход» или непосредственно на шины ПС 220 кВ;

- не допускается выдача мощности ВЭС через отпайку (ответвление) от ЛЭП напряжением 330 кВ и выше;

- не допускается выдача мощности ВЭС через отпайки (ответвления) от ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, к которым на момент технологического присоединения ВЭС уже присоединены отпайками (ответвлениями) др. генерирующие или электросетевые объекты;

- допускается выдача мощности через отпайки (ответвления) от ЛЭП напряжением 220 кВ с односторонним питанием;

– допускается выдача мощности ВЭС по одной ЛЭП напряжением 220 кВ и ниже при отсутствии нарушений допустимых параметров режима работы энергосистемы при отключении этой ЛЭП;

– схемы распределительных устройств напряжением 330 кВ и выше, через которые осуществляется выдача мощности ВЭС, должны позволять отдельно отключать любое основное электротехническое оборудование без необходимости дополнительного отключения другого основного оборудования, за исключением схем с присоединением трансформаторов к системам (секциям) шин без выключателей;

– при анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности сети 35 кВ и выше, прилегающей к группе ВЭУ, в том числе, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных (минимальных) нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного (рабочего) дня;

– в нормальной схеме сети допускается воздействие устройств ПА на отключение или снижение выработки активной мощности группы ВЭУ при возникновении нормативного возмущения, приводящего к недопустимым перегрузкам ЛЭП или электросетевого оборудования и/или нарушению статической устойчивости энергосистемы;

– должен учитываться регулировочный диапазон по реактивной мощности ВЭС, а при его недостаточности для обеспечения допустимых параметров режима требуется предусматривать установку дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

Новый подход к разработке СВМ ВЭС (СЭС) был принят исходя из следующих факторов:

– стоимость реализации проекта схемы выдачи мощности соизмерима со стоимостью самой ВЭС (СЭС);

– эталонные значения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) для ВЭС составляет 27% (для СЭС – 14%), поэтому наличие дополнительной ЛЭП является избыточным;

– располагаемая мощность действующих ВЭС (СЭС) при формировании балансов мощности принимается на основании информации об их фактической нагрузке в характерные периоды:

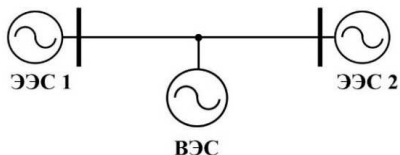
- для действующих ВЭС (СЭС), срок эксплуатации которых составляет менее одного года, располагаемая мощность принимается равной нулю;

- для действующих ВЭС (СЭС), срок эксплуатации которых составляет от одного до трех лет, – равной минимальной величине нагрузки в течение указанного срока эксплуатации;

- для действующих ВЭС (СЭС), срок эксплуатации которых составляет более трех лет, – равной средней величине нагрузки в час максимума потребления мощности каждых суток характерного периода в течение указанного срока эксплуатации, но не более десяти последних полных календарных лет;

- для проектируемых СЭС и ВЭС располагаемая мощность принимается равной нулю.

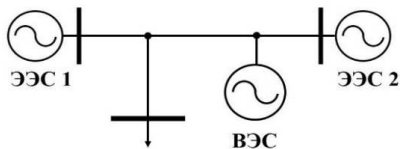
Приведем схемы технологического присоединения ВЭС к электрическим сетям различных классов напряжения (рис. 11.8).



Класс напряжения	35–110 кВ	220 кВ	330 кВ и выше
Допустимость присоединения	Да	Да*	Нет

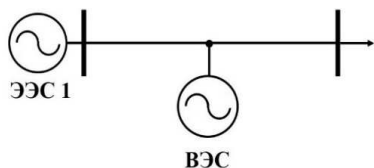
* допускается при наличии обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме «заход-выход» или непосредственно на шины ПС 220 кВ

а)



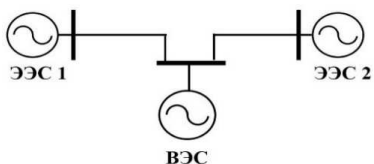
Класс напряжения	35–110 кВ	220 кВ	330 кВ и выше
Допустимость присоединения	Да	Нет	Нет

б)



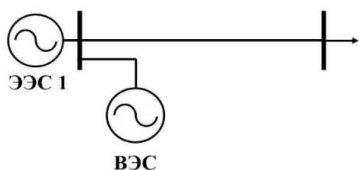
Класс напряжения	35–110 кВ	220 кВ	330 кВ и выше
Допустимость присоединения	Да	Да	Нет

в)



Класс напряжения	35–110 кВ	220 кВ	330 кВ и выше
Допустимость присоединения	Да	Да	Да

г)



Класс напряжения	35–110 кВ	220 кВ	330 кВ и выше
Допустимость присоединения	Да	Да	Нет

д)

Рис. 11.8. Схемы технологического присоединения ВЭС к электрическим сетям различных классов напряжения:

а – отпайкой к ЛЭП; б – отпайкой к ЛЭП с существующими отпайками;

в – отпайкой к ЛЭП с односторонним питанием;

г – присоединение к транзитной ЛЭП по схеме «заход-выход»; д – присоединение одной ЛЭП

Участниками процесса технологического присоединения ВЭС являются:

- заявитель (собственник ВЭС);
- сетевая компания, к электрическим сетям которых непосредственно осуществляется технологическое присоединение;
- поставщик ВЭУ (завод-изготовитель) и другого оборудования для ВЭС (через собственника ВЭС) – предоставляет всю необходимую исходную техническую информацию по оборудованию для разработки проекта СВМ ВЭС и выполнения имитационного моделирования;
- проектная организация, осуществляющая разработку проекта СВМ ВЭС;
- региональная энергетическая комиссия, при необходимости установления величины платы за технологическое присоединение ВЭС по индивидуальному проекту;
- территориальный орган Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), осуществляющий подготовку заключения о наличии (отсутствии) технической возможности технологического присоединения ВЭС к электрическим сетям, а также выдачу разрешения на проведение пуско-наладочных работ и допуск ВЭС к эксплуатации;
- филиал АО «СО ЕЭС».

В ряде случаев, регламентированных нормативно-правовыми актами, не требуется участие всех вышеперечисленных организаций в процессе технологического присоединения ВЭС.

Участники процесса технологического присоединения ВЭС имеют разные цели и задачи, поэтому возможны разногласия на этапах разработки и согласования ТЗ на СВМ, проекта СВМ, а также реализации технических мероприятий по технологическому присоединению.

Разработку СВМ ВЭС следует осуществлять в соответствии с [20]. Отдельные вопросы разработки СВМ рассмотрены в [21, 22].

В соответствии с [20] разработка СВМ ВЭС требуется в случаях:

- присоединения новой или ранее выведенной из эксплуатации ВЭС с максимальной мощностью более 5 МВт;
- изменение точки присоединения ВЭС мощностью более 5 МВт, не влекущее пересмотра величины мощности, что приводит к изменению технических решений по СВМ;
- увеличение максимальной мощности ВЭС с максимальной мощностью более 5 МВт на величину 5 МВт или более;
- увеличение мощности ВЭС с максимальной мощности до 5 МВт включительно на величину 5 МВт или более, в результате чего суммарная максимальная мощность ВЭС превысит 5 МВт.

Целью СВМ ВЭС является выполнение предварительной технико-экономической проработки и оценки вариантов мероприятий по технологическому присоединению ВЭС к электрическим сетям.

Назначение СВМ ВЭС заключается в определении степени влияния ВЭС на режимы работы (установившиеся и переходные) внешней электрической сети, необходимости внесения изменений в оснащение сети первичным оборудованием, средствами управления режимами, устройствами РЗ, ПА, обоснованности изменения алгоритмов их работы и параметров настройки для обеспечения возможности управления режимами в энергосистеме, надежного функционирования сетей и электроснабжения потребителей.

При разработке СВМ ВЭС должны быть выявлены все возможные риски и приняты обоснованные основные технические решения, позволяющих полностью устранить или минимизировать их до допустимого уровня во всех режимах работы ВЭС.

Разработка СВМ ВЭС осуществляется в 4 этапа:

1. Разработка, согласование с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления и утверждение технического задания (ТЗ) на разработку СВМ.

2. Сбор исходных данных, необходимых для формирования математической расчетной модели энергосистемы, необходимой для выполнения расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания, предусмотренных техническим заданием, и разработки СВМ.

3. Формирование математической расчетной модели энергосистемы и ее верификация субъектом оперативно-диспетчерского управления.

4. Разработка, согласование с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления, а также утверждение СВМ.

ТЗ на разработку СВМ разрабатывается заявителем (собственником ВЭС), либо проектной организацией, при этом:

– ТЗ должно содержать требования к содержательному наполнению СВМ, составу и объему расчетов, составу и содержанию работ в рамках СВМ;

– ТЗ должно быть согласовано заявителем с субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией, к сетям которой осуществить технологическое присоединение ВЭС;

– субъект оперативно-диспетчерского управления и сетевая организация в течение 10 рабочих дней согласовывает ТЗ либо направляет заявителю обоснованные замечания;

– заявитель с проектной организацией должен в течение 10 рабочих дней с даты получения замечаний доработать проект ТЗ и повторно направить его субъекту оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации;

– доработанный проект ТЗ должен быть рассмотрен субъектом оперативно-диспетчерского управления и сетевой организацией в течение 5 рабочих дней;

– после согласования ТЗ должно быть утверждено заявителем в течение 3 рабочих дней с проставлением подписи должностного лица и даты;

– после утверждения ТЗ заявитель должен в течение 5 рабочих дней направить субъекту оперативно-диспетчерского управления и сетевой организации копию ТЗ;

– изменения в ТЗ в процессе разработки СВМ могут производиться посредством организации аналогичной процедуры согласования.

Проект СВМ ВЭС должен содержать:

– анализ существующего баланса мощности и электрической энергии энергорайона, к которому планируется присоединение ВЭС;

– прогноз уровней потребления электроэнергии и мощности энергорайона, где планируется размещение ВЭС;

– характеристики балансов мощности энергорайона с ВЭС;

– характеристики существующих элементов электрической сети, обеспечивающих выдачу мощности ВЭС;

– анализ режимов работы электрической сети соответствующего класса напряжения в энергорайоне размещения ВЭС;

– варианты технических решений по выдаче мощности ВЭС (не менее двух);

– результаты расчетов электрических режимов для вариантов технических решений по выдаче мощности ВЭС;

– технико-экономическое сравнение вариантов технических решений по выдаче мощности ВЭС и определение рекомендуемого;

– результаты расчетов статической и динамической устойчивости, расчетов токов КЗ для рекомендуемого варианта СВМ ВЭС;

– анализ уровней напряжения в точке присоединения ВЭС и во внешней электрической сети, решения по установке источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности;

– анализ влияния работы инверторных преобразователей на ПКЭЭ, так как несимметрия и несинусоидальность, в точке присоединения ВЭС к сети;

– анализ существующих комплексов и устройств РЗ и ПА, средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ), каналов связи в энергорайоне размещения ВЭС;

– основные технические решения по оснащению электрической сети и ВЭС комплексами и устройствами РЗ и ПА, СДТУ, а также схеме организации каналов связи;

– принципиальную схему электрических соединений ВЭС;

– карту-схему электрической сети для рекомендуемого варианта технических решений по СВМ ВЭС;

– предварительные варианты размещения объектов электросетевого хозяйства, в том числе прохождения трасс ЛЭП, и оценку возможности их реализации для рекомендуемого варианта СВМ ВЭС;

– предварительную оценку капитальных затрат на реализацию рекомендуемого варианта СВМ ВЭС с разделением затрат между заявителем, сетевой организацией и собственниками или иными законными владельцами других объектов электроэнергетики.

Разработка СВМ и ее согласование с сетевой организацией и субъектом оперативно-диспетчерского управления осуществляется заявителем самостоятельно или проектной организацией.

11.4. Математическое моделирование ВЭУ и ВЭС.

Особенности выполнения расчетов электрических режимов в сетях с ВЭС

Известно несколько типов ВЭУ по способам их интеграции в электрические сети. Однако, широкое применение на ВЭС в последние годы получили ВЭУ IV типа, имеющие в своем составе инверторный преобразователь. Это позволяет осуществлять управления амплитудой, фазой и частотой выходного напряжения ВЭУ с высоким быстродействием, которое значительно выше, чем у традиционных генерирующих установок. В САУ инверторного преобразователя ВЭУ, как правило, заводом-изготовителем реализованы различные законы регулирования и управления:

- регулирование активной мощности по функции $P(f)$;
- регулирование реактивной мощности по функции $Q(U)$ и $\cos\varphi(P)$;
- ограничение выдачи активной мощности при повышении напряжения в сети $P(U)$;
- абсолютное/относительное ограничение выдачи активной мощности;
- плавное увеличение выдачи активной мощности после отключения инверторного преобразователя и повторной его синхронизации с коллекторной сетью;
- алгоритм поддержки сети при низкой и высокой частоте;
- алгоритм поддержки сети при низком и высоком напряжении.

Рассмотрим недостатки ряда широко используемых программных комплексов (ПК), предназначенных для расчетов установившихся режимов и переходных процессов:

- отсутствие в библиотеке верифицированных моделей ВЭУ, которые бы учитывали алгоритмы управления и уставки защит инверторных преобразователей;
- отсутствие в библиотеке верифицированных моделей общестанционных регуляторов мощности ВЭС;
- отсутствие возможностей для проведения гармонического анализа с контролем ПКЭЭ в точке присоединения ВЭС к сети;
- отсутствие возможностей для проведения вероятностного анализа, позволяющего производить расчеты электрических режимов, с учетом стохастического характера выработки электроэнергии ВЭС.

Обоснованность принятия технических решений при разработке СВМ ВЭС полностью зависит от корректности результатов расчетов электрических режимов, адекватности применяемых ПК решаемым задачам, а также использования верифицированных моделей ВЭУ.

На рисунке 11.7 приведен пример однолинейной схемы электрических соединений, на которой показан фрагмент коллекторной сети 35 кВ ВЭС, а также электрической сети 110 кВ, к которой ВЭС присоединена.

На рисунке 11.7 видно, что присоединение ВЭУ к коллекторной сети 35 кВ осуществляется через повышающие трансформаторы 0,69/35 кВ, при этом к одной КЛ, идущей к РУ 35 кВ ВЭС, подключается группа, состоящая из 6-8 ВЭУ. Длина КЛ в коллекторной сети ВЭС на практике составляет от 0,3 км до 6 км, в зависимости от особенностей ВЭС. Коллекторная сеть ВЭС объединяется в одном РУ 35 кВ, имеющем схему с одной рабочей системой шин. Выдача мощности ВЭС в электрическую сеть напряжением 110 кВ осуществляется через один повышающий трансформатор 35/110 кВ и одну воздушную ЛЭП 110 кВ.

Расчетная модель для выполнения расчетов и анализа электрических режимов была реализована в ПК PowerFactory, позволяющем с достаточной точностью осуществлять математическое моделирование ВЭС, так как в его библиотеке имеются верифицированные модели ВЭУ различных заводов-изготовителей.

Расчетная модель включает в себя:

- коллекторную сеть ВЭС, включая устройства РЗ;
- верифицированную модель ВЭУ с инверторным преобразователем, локальным регулятором мощности, устройствами защиты, включая функцию LVRT;
- общестанционный регулятор мощности ВЭС;
- внешнюю электрическую сеть (схема выдачи мощности ВЭС), включая устройства РЗ и ПА.

Важная особенность имитационного моделирования ВЭС заключается в том, что регулирование параметров ВЭС осуществляется на двух уровнях:

- общестанционного регулятора мощности ВЭС, в который поступает информация от блоков измерения параметров режима (P , Q , U), блока передачи команд на изменение режима регулирования и его уставок, а также блока логики управления ВЭС. Регулятор осуществляет централизованное регулирование активной и реактивной мощности ВЭС с целью поддержания требуемых параметров: постоянство напряжения, заданная реактивная мощность, заданный $\cos\varphi$, а также величина реактивной мощности в зависимости от активной мощности.
- локального регулятора мощности ВЭУ, который осуществляет регулирование выходных параметров ВЭУ в зависимости от команд общестанционного регулятора мощности ВЭС, а также в соответствии с законами регулирования и алгоритмами управления, реализованными в инверторном преобразователе.

Совместная работа общестанционного регулятора мощности ВЭС и локальных регуляторов мощности ВЭУ обеспечивает безопасную для оборудования и устойчивую работу ВЭС в целом.

11.4.1. Подготовка расчетной схемы электрической сети с ВЭС в ПК расчетов электрических режимов

Присоединение ВЭУ IV типа к коллекторной сети осуществляется через инверторный преобразователь, что более эффективно с точки зрения обеспечения устойчивости ВЭУ и энергосистемы в целом, благодаря возможности инжекции реактивного тока при возникновении КЗ во внешней электрической сети, по сравнению с генераторами двойного питания (ВЭУ III типа).

1. Коллекторная сеть ВЭС

Коллекторная сеть ВЭС должна содержать:

– технические характеристики (R , X , B) кабельных (воздушных) ЛЭП, которыми ВЭУ присоединяются к распределительному устройству и соединяются между собой. Указанные технические характеристики можно получить расчетным путем, при наличии информации о марках кабеля (провода) и их длинах;

– характеристики повышающего трансформатора или его тип:

- номинальная мощность, $S_{\text{ном}}$, МВА;
- номинальное высшее напряжение, $U_{\text{ВН}}$, кВ;
- номинальное низшее напряжение, $U_{\text{НН}}$, кВ;
- номинальный ток, $I_{\text{ном}}$, кА;
- напряжение короткого замыкания, $u_{\text{кз}}$, %;
- ток холостого хода, $\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт;
- потери короткого замыкания, $\Delta P_{\text{кз}}$, кВт;
- диапазон изменения коэффициента трансформации.
- величина нагрузки собственных нужд ВЭС.

2. Верифицированная модель ВЭУ

Модель ВЭУ в своем составе содержит большое количество технических характеристик. Рассмотрим только те из них, которые необходимы для проверки параметров настройки функции LVRT.

Для задания параметров настройки функции LVRT в ПК PowerFactory используется модуль «Protection» («Защита») в составе динамической модели ветрогенератора (ВЭУ IV типа), представленный на рис. 11.9.

Состав защит модуля «Protection» в ПК PowerFactory приведен на рис. 11.10. Блок «Over-Under Voltage» (рис. 11.10) содержит в своем составе логические элементы, осуществляющие сравнение измеренных величин напряжения (модуль) и длительностей провалов напряжения на выходе инверторного преобразователя ВЭУ с заданными параметрами срабатывания функции LVRT. При большей глубине и длительности провала напряжения в блоке «Over-Under Voltage» формируется команда на отключение автоматического выключателя 690 В на ВЭУ.

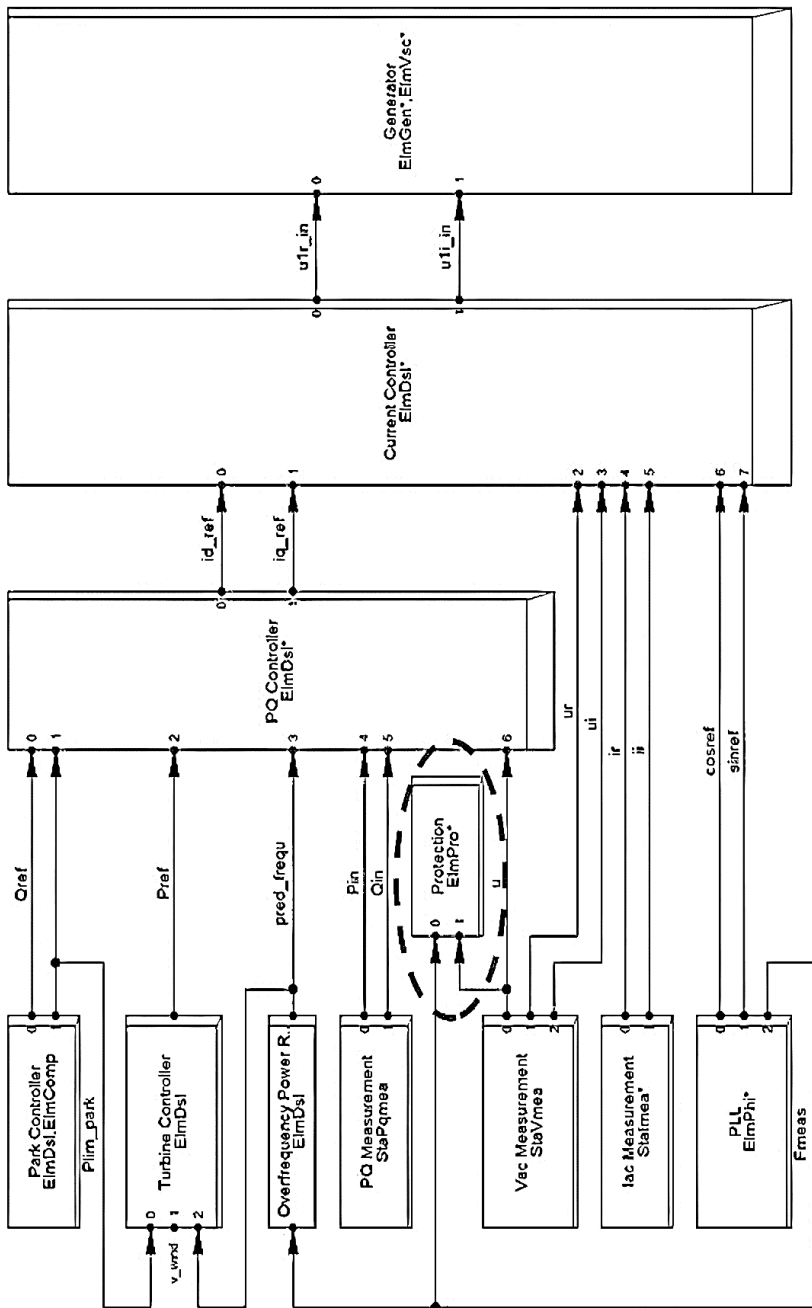


Рис. 11.9. Динамическая модель ветрогенератора ВЭУ

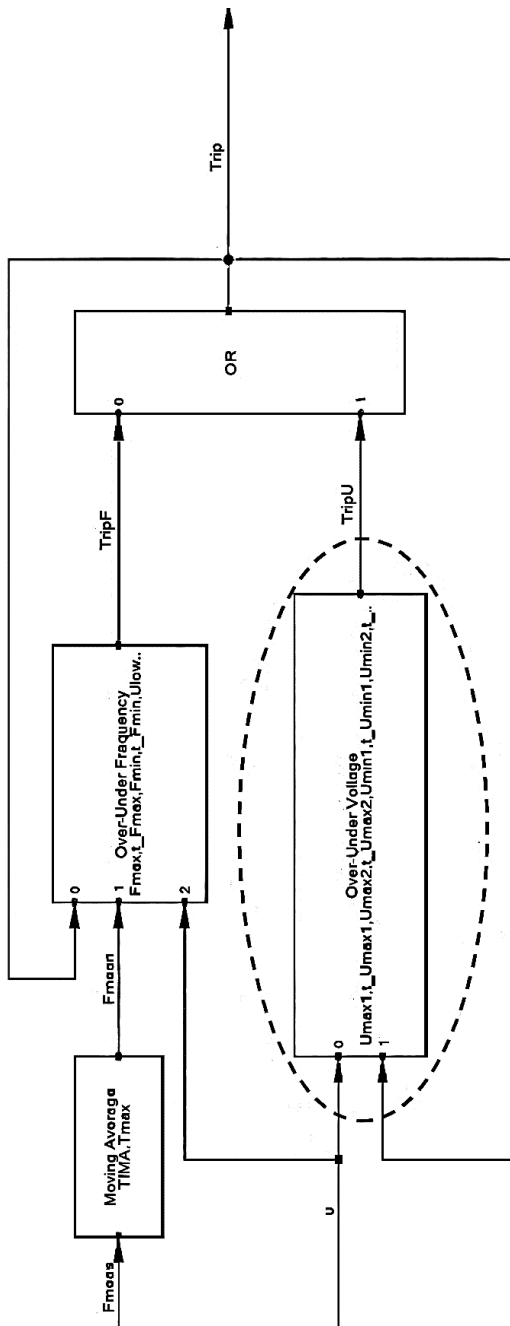


Рис. 11.10. Состав защит модуля «Protection»

Пример табличной формы в ПК PowerFactory для ввода параметров срабатывания функций LVRT (UVRT) и защит от повышения/понижения частоты на выходе инверторного преобразователя приведен на рис. 11.11.

ds1: Общая модель - Wind Farm Grid\Wind Turbine Control 2.1\Protection.ElmDsl*

Основные данные

Описание

Общие Расширенный 1 Расширенный 2 Расширенный 3

Имя: Protection

Определение модели: ... ary\WT Dynamic Model\Protection

Скрипт конфигурации: →

Выведено из работы A-устойчивый алгоритм

	Параметр	
Umax1	Threshold slow overvoltage protection [p.u.]	1,1
t_Umax1	Tripping delay slow overvoltage protection [s]	60,
Umax2	Threshold fast overvoltage protection [p.u.]	1,15
t_Umax2	Tripping delay fast overvoltage protection [s]	0,1
Umin1	Threshold slow undervoltage protection [p.u.]	0,8
t_Umin1	Tripping delay slow undervoltage protection [s]	1,5
Umin2	Threshold fast undervoltage protection [p.u.]	0,45
t_Umin2	Tripping delay fast undervoltage protection [s]	0,8
Fmax	Threshold overfrequency protection [Hz]	51,5
t_Fmax	Tripping delay overfrequency protection [s]	0,1
Fmin	Threshold underfrequency protection [Hz]	47,5
t_Fmin	Tripping delay underfrequency protection [s]	0,1
Ulow	Minimum voltage for frequency protection [p.u.]	0,8
Tfblock	Frequency protection blocking time after UVRT [s]	0,1
TfMA	Time window for moving average of frequency [s]	0,3
Tmax	Maximum simulation time step [s]	0,02

Экспорт в Буфер обмена Установить по умолчанию

OK Отмена События Лассивы / Матриц

Рис. 11.11. Табличная форма для ввода параметров срабатывания функций LVRT (UVRT) и защит от повышения/понижения частоты ВЭУ

3. Внешняя электрическая сеть ВЭС

Расчетная схема внешней электрической сети ВЭС должна содержать фрагмент энергосистемы, к которой планируется присоединение ВЭС, позволяющий проводить адекватные расчеты электромеханических переходных процессов.

Для этого в схему внешней электрической сети необходимо ввести модели генерирующих установок на всех смежных электростанциях с автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) и автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ), параметры нагрузки в узлах сети и определить соответствующий балансирующий узел.

Суммарная мощность генерирующего оборудования во внешней сети должна быть, как правило, в 5–7 раз больше номинальной мощности присоединяемой ВЭС. В этом случае остальную часть энергосистемы (более удаленную) допустимо представлять эквивалентом [23].

Глубину детализации расчетов режимов следует определять исходя из схемы присоединения ВЭС, а также критерия проверки устойчивой работы ВЭУ при всех видах нормативных возмущениях во внешней электрической сети. Для присоединения ВЭС к сетям напряжением 110–220 кВ, как правило, используются три варианта схем:

- «заход-выход» №6 (№6Н) – рис. 11.12а;
- «отпайкой (ответвлением) от ЛЭП» с «блоком линия-трансформатор» №3Н – рис. 11.12б;
- «блок линия-трансформатор» №3Н с подключением к шинам 110–220 кВ ПС внешней электрической сети – рис. 11.12в [24].

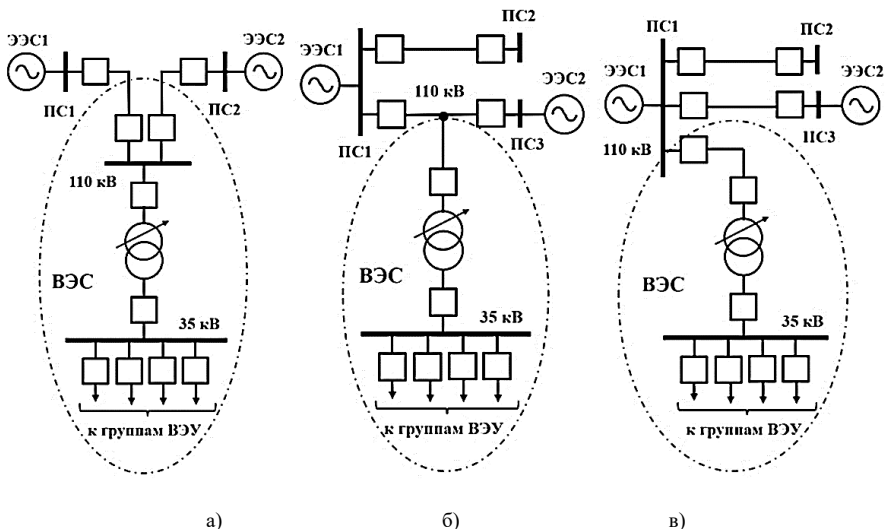


Рис. 11.12. Схемы присоединения ВЭС к электрической сети:

а – «заход-выход» №6 (№6Н);

б – «отпайкой (ответвлением) от ЛЭП» с «блоком линия-трансформатор» №3Н;

в – «блок линия-трансформатор» №3Н с подключением к шинам ПС 110–220 кВ

Опыт выполнения расчетов электрических режимов показывает, что достаточно провести расчеты на ближайших к ВЭС энергообъектах при всех видах нормативных возмущений, чтобы оценить правильность выбора параметров настройки функции LVRT ВЭУ.

При проведении расчетов следует учитывать полное время ликвидации возмущений, включая собственное время отключения высоковольтных выключателей, а также время срабатывания устройств РЗ (основных защит; устройств резервирования отказов выключателей – УРОВ; вторых ступеней резервных защит; устройств автоматического повторного включения – АПВ) [25].

В случае выявления срабатывания функции LVRT ВЭУ при нормативных возмущениях на ближайших к ВЭС энергообъектах необходимо продолжить расширять зону исследования до тех пор, пока функция LVRT ВЭУ не будет срабатывать. Это требуется для проведения анализа возможности изменения алгоритмов работы и параметров настройки устройств РЗ во внешней электрической сети.

11.4.2. Расчеты электрических режимов в сетях с ВЭС

Для оценки параметров электрических режимов в различных схемно-режимных ситуациях работы ВЭУ при имитационном моделировании необходимо рассмотреть следующие сценарные условия.

Расчеты токов короткого замыкания:

- режим максимальной загрузки ВЭС (все ВЭУ в работе);
- режим средней загрузки ВЭС (в работе 50% ВЭУ);
- режим минимальной загрузки ВЭС (в работе одна ВЭУ).

Расчеты электромеханических переходных процессов:

- моделирование возмущений в коллекторной сети;
- моделирование возмущений во внешней электрической сети;
- моделирование изменения частоты в энергосистеме.

Расчеты устойчивости работы ВЭС при нормативных возмущениях во внешней электрической сети.

1. Расчеты токов подпитки от ВЭУ IV типа при трехфазном КЗ в коллекторной сети напряжением 35 кВ.

В качестве исходного режима была выбрана загрузка ВЭУ при различной скорости ветра 7, 15 и 20 м/с. Результаты расчетов токов подпитки от ВЭУ при трехфазном КЗ в коллекторной сети 35 кВ (рис. 11.7.), с учетом электромеханических переходных процессов при различной скорости ветра, приведены на рис. 11.13.

Анализ результатов расчетов токов КЗ позволил установить, что величина токов подпитки от ВЭУ IV типа при трехфазном КЗ зависит от скорости ветра (загрузки ВЭУ) только в первый момент времени. После 15 мс величина токов подпитки практически не зависит от скорости ветра и составляет порядка $1,1I_{\text{ном}}$ ВЭУ. Это связано с тем, что инверторный преобразователь при КЗ переходит из режима «источника напряжения» в режим «источника тока». Поэтому, на величину тока подпитки от ВЭУ оказывает влияние не столько скорость ветра (загрузка ВЭУ), сколько количество находящихся в работе ВЭУ на ВЭС.

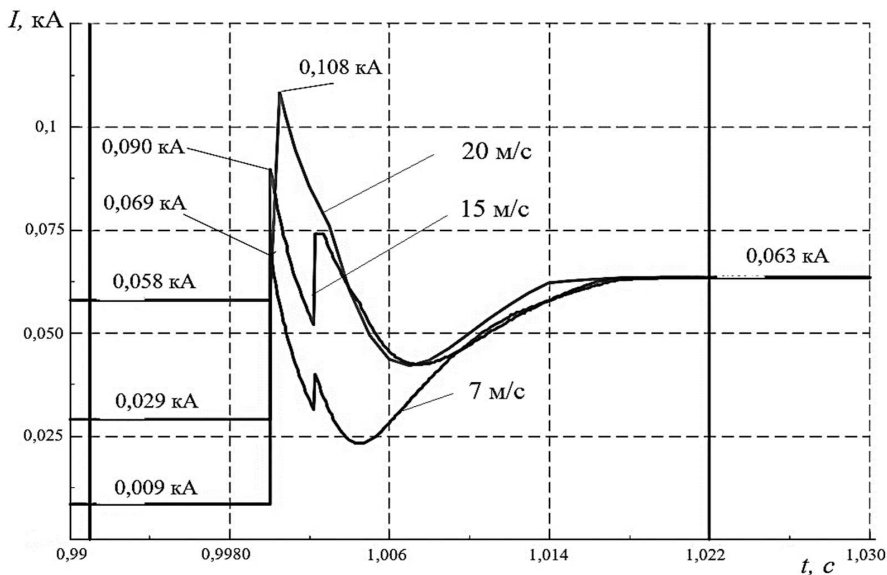


Рис. 11.13. Величины токов подпитки от ВЭУ IV типа при трехфазном КЗ в коллекторной сети напряжением 35 кВ

Проведем анализ влияния количества находящихся в работе ВЭУ на величину токов КЗ на одной из КЛ 35 кВ в коллекторной сети ВЭС (МТЗ показаны на рис. 11.7). Результаты расчетов с указанием параметров настройки (уставок) МТЗ по току на КЛ 35 кВ, отходящих от РУ 35 кВ повышающей подстанции 35/110 кВ, приведены на рис. 11.14.

Как видно из рис. 11.14 величина тока подпитки места КЗ от одной КЛ 35 кВ коллекторной сети может находиться в диапазоне от $1,1I_{\text{ном}}$ (в работе 1 ВЭУ) до $6,6I_{\text{ном}}$ (в работе 6 ВЭУ) и не зависит от скорости ветра. При этом величина тока нагрузки, зависящая от скорости ветра, может варьироваться в диапазоне от 0 до $6I_{\text{ном}}$.

Следовательно, выбранные уставки МТЗ по току ВЭУ в сторону коллекторной сети 35 кВ ВЭС будут отвечать требованиям по селективности и чувствительности только тогда, когда в работе находится более 85% ВЭУ, т.е. не менее 5 ВЭУ. При меньшем количестве работающих ВЭУ МТЗ ВЭУ срабатывать не будут.

В таких условиях применять классические МТЗ в коллекторной сети ВЭС, отстраиваемые от максимального тока нагрузки ВЭУ, неэффективно, даже с учетом применения дополнительного пускового органа по напряжению. При этом правильность действий МТЗ, установленных со стороны внешней распределительной сети, при КЗ во внутренней коллекторной сети, обеспечивается.

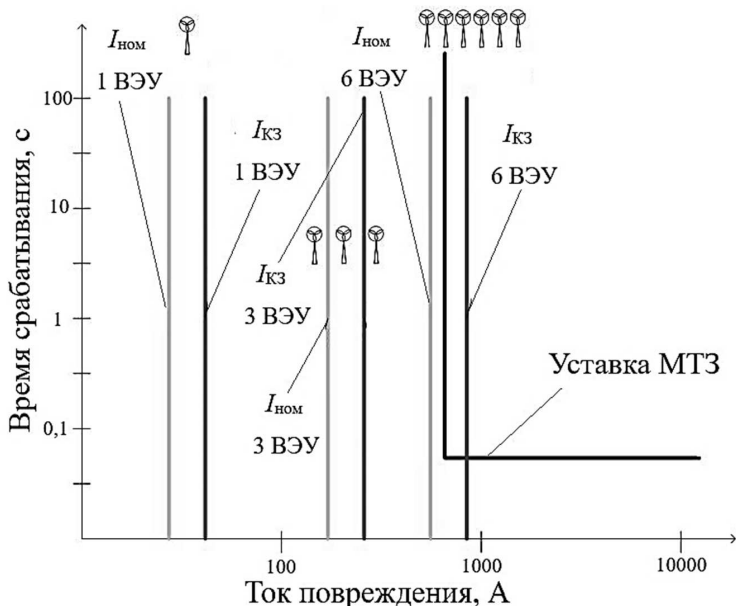


Рис. 11.14. Время-токовая диаграмма МТЗ с нанесенными результатами расчетов токов КЗ для трех вариантов находящихся в работе ВЭУ

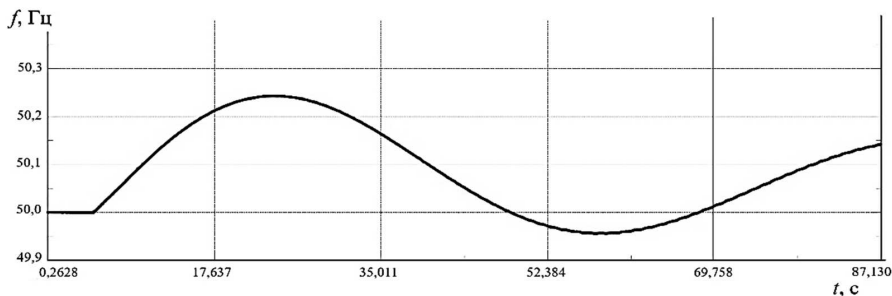
Для решения указанной проблемы предлагается применять в коллекторной сети ВЭС вместо классических МТЗ и ТО одно из следующих решений:

- установка защит с абсолютной селективностью типа ДЗЛ с использованием имеющихся каналов связи от общестанционного регулятора мощности ВЭС до локальных регуляторов мощности ВЭУ;
- установка ДЗ (параметры срабатывания не зависят от величины тока нагрузки и количества ВЭУ, находящихся в работе);
- использование системы автоматического расчета и изменения уставок МТЗ, ТО в зависимости от количества подключенных ВЭУ [25].

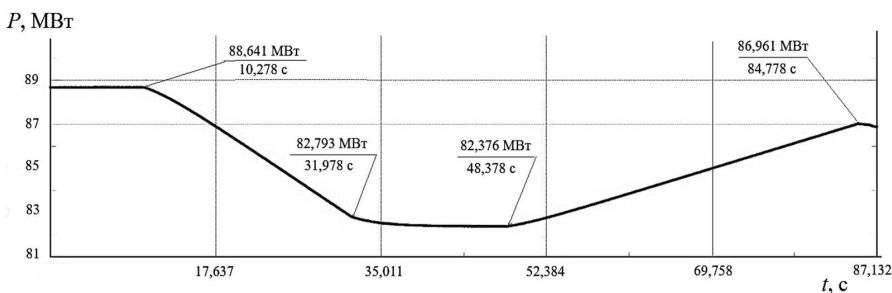
2. Расчеты электромеханических переходных процессов.

В соответствии с [12] на ВЭС должна быть обеспечена возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности для участия в ОПРЧ при повышении частоты. На рисунке 11.15 приведены результаты расчетов электромеханических переходных процессов для проверки участия ВЭС в ОПРЧ и не срабатывания защит инверторных преобразователей при повышении частоты.

Анализ рис. 11.15 показывает, что при кратковременных отклонениях частоты ВЭС участвует в ОПРЧ, в соответствии с требованиями [12], при этом защиты инверторов ВЭУ не срабатывают, обеспечивая надежное функционирование ВЭС в составе энергосистемы.



а)



б)

Рис. 11.15. Переходные процессы при отклонениях частоты:

а – частота в сети;

б – мощность, выдаваемая ВЭС в энергосистему

3. Расчеты устойчивости работы ВЭС при нормативных возмущениях.

Нормативное возмущение – это аварийное возмущение, учет которого необходим при проверке выполнения требований к устойчивости энергосистем и при определении максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

Большая часть вводимых в эксплуатацию ВЭС в последние годы в России присоединяется к распределительным сетям напряжением 110–220 кВ. В таблице 11.1 приведен перечень нормативных возмущений для сетей напряжением 110–20 кВ, а также диапазоны фактических значений остаточного напряжения в точке КЗ ($U_{ост}$) и времени ликвидации КЗ ($t_{кз}$).

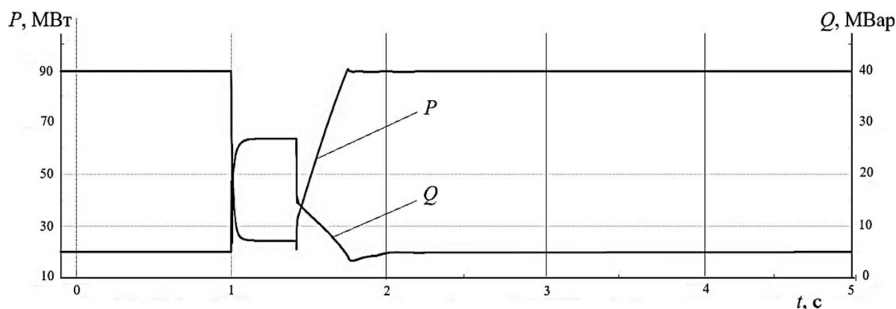
Перечень нормативных возмущений в сетях напряжением 110–220 кВ

Вид нормативного возмущения	Величина $U_{\text{ост}}$ в точке КЗ (при пересчете на однолинейную схему замещения), о.е.	Диапазоны фактических значений $t_{\text{КЗ}}$ в сети 110-220 кВ, с
Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	$(0,6-0,7)U_{\text{ном}}$	0,10–0,18
Отключение сетевого элемента резервной защитой при однофазном КЗ с неуспешным АПВ	$(0,6-0,7)U_{\text{ном}}$	0,5–2,5
Отключение сетевого элемента основной защитой при трехфазном КЗ с неуспешным АПВ	$(0-0,1)U_{\text{ном}}$	0,10–0,18
Отключение сетевого элемента основной защитой при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	$(0,3-0,4)U_{\text{ном}}$	0,10–0,18
Отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с отказом одного выключателя	$(0,6-0,7)U_{\text{ном}}$	0,4–0,5
Отключение в результате нормативного возмущения группы I двух ВЛ (КВЛ), провода воздушной части которых размещены на одних опорах на протяжении более 50% длины более короткой ВЛ (воздушной части КВЛ)	$(0,6-0,7)U_{\text{ном}}$	0,10–0,18

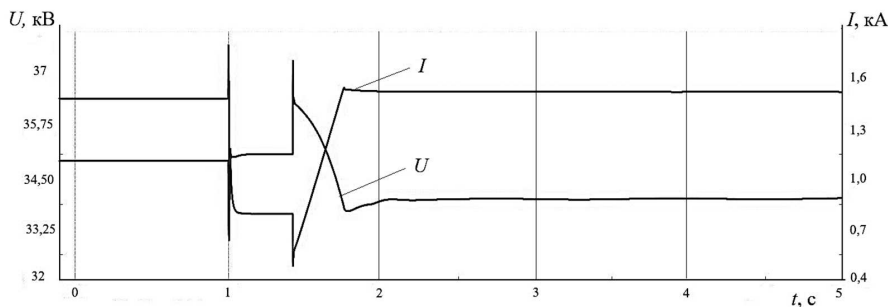
При присоединении ВЭС к электрической сети по схеме «отпайкой (ответвлением) от ЛЭП» (рис. 11.126), возмущения на этой ЛЭП, отключение которой приводит к обесточению ВЭС, в перечень исследуемых нормативных возмущений не входит. Для этой схемы необходимо учитывать нормативные возмущения на элементах внешней электрической сети, достаточно удаленных от точки присоединения ВЭС. Это приводит к тому, что величины остаточных напряжений на выходе инверторных преобразователей ВЭУ ($U_{\text{ост}}$) при нормативных возмущениях оказываются достаточно высокими, что создает более легкие условия при проверке параметров настройки функции LVRT ВЭУ.

Основным инструментом обеспечения устойчивости ВЭС при нормативных возмущениях во внешней электрической сети является алгоритм, обеспечивающий практически мгновенное снижение выдачи активной мощности и инъекцию максимального реактивного тока при снижении напряжения на выводах инверторных преобразователей ВЭУ.

Были выполнены расчеты электромеханических переходных процессов при различных нормативных возмущениях во внешней электрической сети и в коллекторной сети ВЭС. На рисунке 11.16 приведены результаты расчетов для оценки устойчивости работы ВЭС, в том числе в целях проверки правильности настройки функции LVRT ВЭУ.



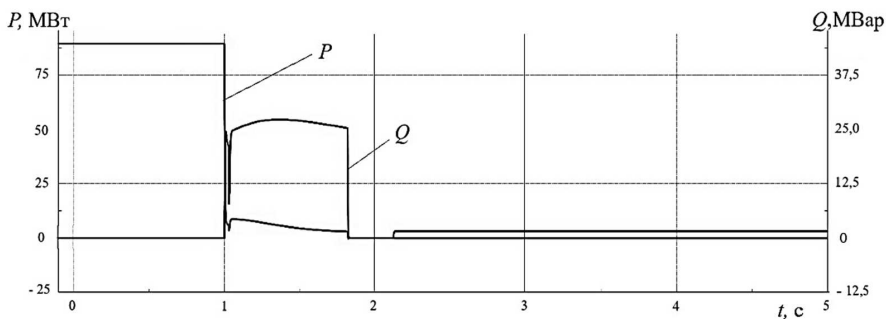
а)



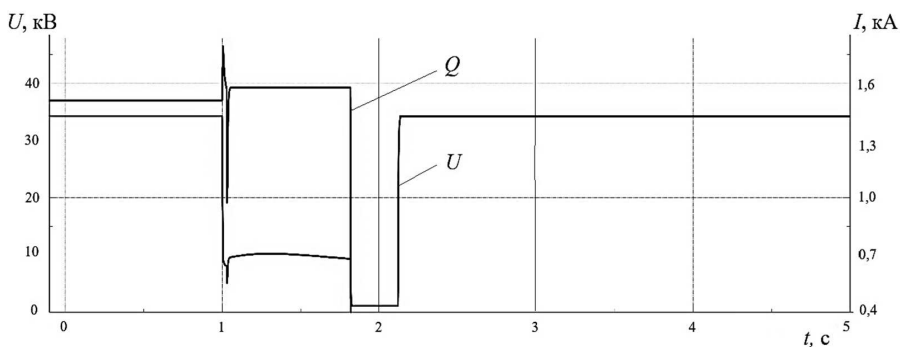
б)

Рис. 11.16. Переходный процесс на ВЭС при нормативном возмущении во внешней электрической сети:
а – активная и реактивная мощность ВЭС;
б – напряжение и ток от ВЭС к месту КЗ

Анализ рис. 11.16 показывает, что параметры режима находятся в области допустимых значений. Как правило заводские настройки функции LVRT в инверторных преобразователях ВЭУ позволяют обеспечить селективную работу устройств РЗ во внешней электрической сети. Исключение составляют случаи, когда время ликвидации КЗ в коллекторной сети или внешней электрической сети основными защитами составляет более 0,5 с. Пример переходного процесса при КЗ длительностью 0,8 с приведен на рис. 11.17.



а)



б)

Рис. 11.17. Переходный процесс на ВЭС при КЗ длительностью 0,8 с во внешней электрической сети:

а – активная и реактивная мощность ВЭС;

б – напряжение и ток от ВЭС к месту КЗ

Анализ рис. 11.17 показывает, что при затяжном возмущении во внешней электрической сети параметры режима выходят из области допустимых значений. При этом функция инжекции реактивного тока срабатывает, но ВЭС отключается действием защит. Для предотвращения возможных отключений ВЭУ необходимо сократить время ликвидации КЗ за счет применения быстродействующих устройств РЗ.

Для анализа эффективности функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней электрической сети построим график зависимости величины $U_{от}$ на выходах инверторных преобразователей ВЭУ при трехфазных КЗ на отходящей от ВЭС ЛЭП (время КЗ до 200 мс) в зависимости от удаленности ВЭС от ПС 110 кВ (рис. 11.7).

На рисунке 11.18 приведены требования сетевых кодексов различных стран мира по величине $U_{ост}$, при которой ВЭУ не должны отключаться. Расчетные величины $U_{ост}$ на выходах инверторных преобразователей ВЭУ при активации функции инжекции реактивного тока при КЗ на рис. 11.18 показаны линией 1, а при отключенной функции – линией 2.

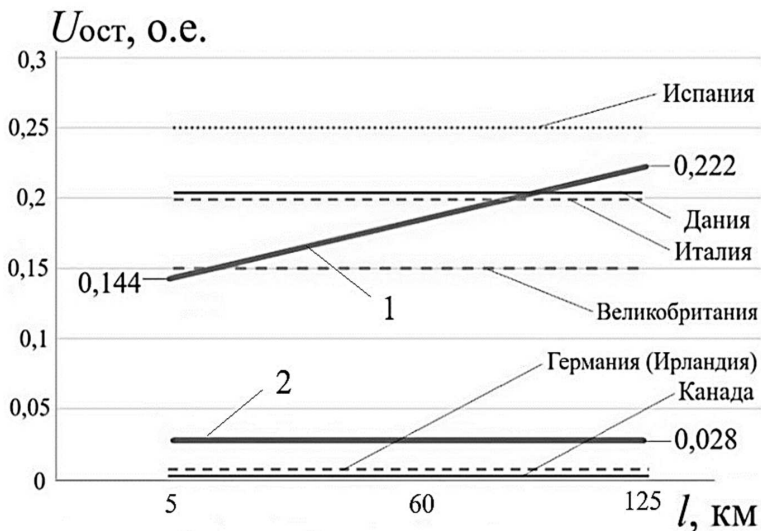


Рис. 11.18. График зависимости величины $U_{ост}$ на выходах инверторных преобразователей ВЭУ при трехфазных КЗ на отходящей от ВЭС ЛЭП

Из рисунка 11.18 видно, что активация на ВЭУ функции инжекции реактивного тока при КЗ во внешней электрической сети дает положительный эффект в виде повышения величины $U_{ост}$ на выходах инверторов ВЭУ с $0,028U_{ном}$ до $0,222U_{ном}$, т.е. в 5-8 раз, в зависимости от удаленности ВЭС от ПС 110 кВ. Величина $U_{ост}$ возрастает с увеличением расстояния от ВЭС до ПС 110 кВ из-за генерации реактивной мощности ЛЭП 110 кВ при небольшой ее нагрузке по активной мощности.

Сопоставив величину $U_{ост}$ с требованиями сетевых кодексов различных стран мира, можно сделать вывод, что активация функции инжекции реактивного тока на всех ВЭУ позволяет предотвратить срабатывания функции LVRT ВЭУ во временном интервале 0-200 мс.

Для предотвращения излишних отключений ВЭС при нормативных возмущениях во внешней электрической сети необходимо во всех режимах работы ВЭС обеспечить:

– активацию функции инъекции реактивного тока при КЗ во внешней электрической сети на всех ВЭУ;

– в качестве параметра настройки функции LVRT ВЭУ допустимо принять требование сетевого кодекса Великобритании ($U_{\text{ост}} = 0,15$ о.е.).

Проводить оценку корректности выбора параметров настройки функции LVRT ВЭУ следует в 3-х режимных областях, с принятием соответствующих технических решений:

– область 1 – отключение ВЭУ происходит в результате срабатывания функции LVRT во временном диапазоне 0–200 мс – требуется сократить время действия основных защит элементов во внешней электрической сети с их заменой на цифровые. Иногда может потребоваться замена высоковольтных выключателей на современные, с меньшими величинами собственного времени отключения;

– область 2 – отключение ВЭУ происходит в результате срабатывания функции LVRT во временном диапазоне 200–600 мс – следует рассмотреть возможности по сокращению времени действия УРОВ, посредством изменения уставок, либо замены УРОВ на цифровые;

– область 3 – отключение ВЭУ происходит в результате срабатывания функции LVRT во временном диапазоне 600–2000 мс (временной диапазон действия резервных защит) – следует рассмотреть возможность реализации следующих мероприятий:

- замена электромеханических устройств РЗ на цифровые;
- установка второго комплекта защит с абсолютной селективностью;
- ввод автоматического ускорения ступенчатых защит.

Реализация технических мероприятий позволит обеспечить надежную работу ВЭС в различных схемно-режимных ситуациях, предотвратив аварийные набросы нагрузки на внешнюю электрическую сеть и генерирующие установки традиционных электростанций.

На рисунке 11.19 приведена структурная схема алгоритма проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ.

В структурной схеме алгоритма проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ (рис. 11.19) приведена последовательность действий при разработке СВМ ВЭС или проверке результатов расчетов, выполненных проектной организацией. Его применение позволяет упорядочить работу специалистов по расчетам электрических режимов как в проектных организациях, так и других субъектах электроэнергетики, осуществляющих согласование СВМ.

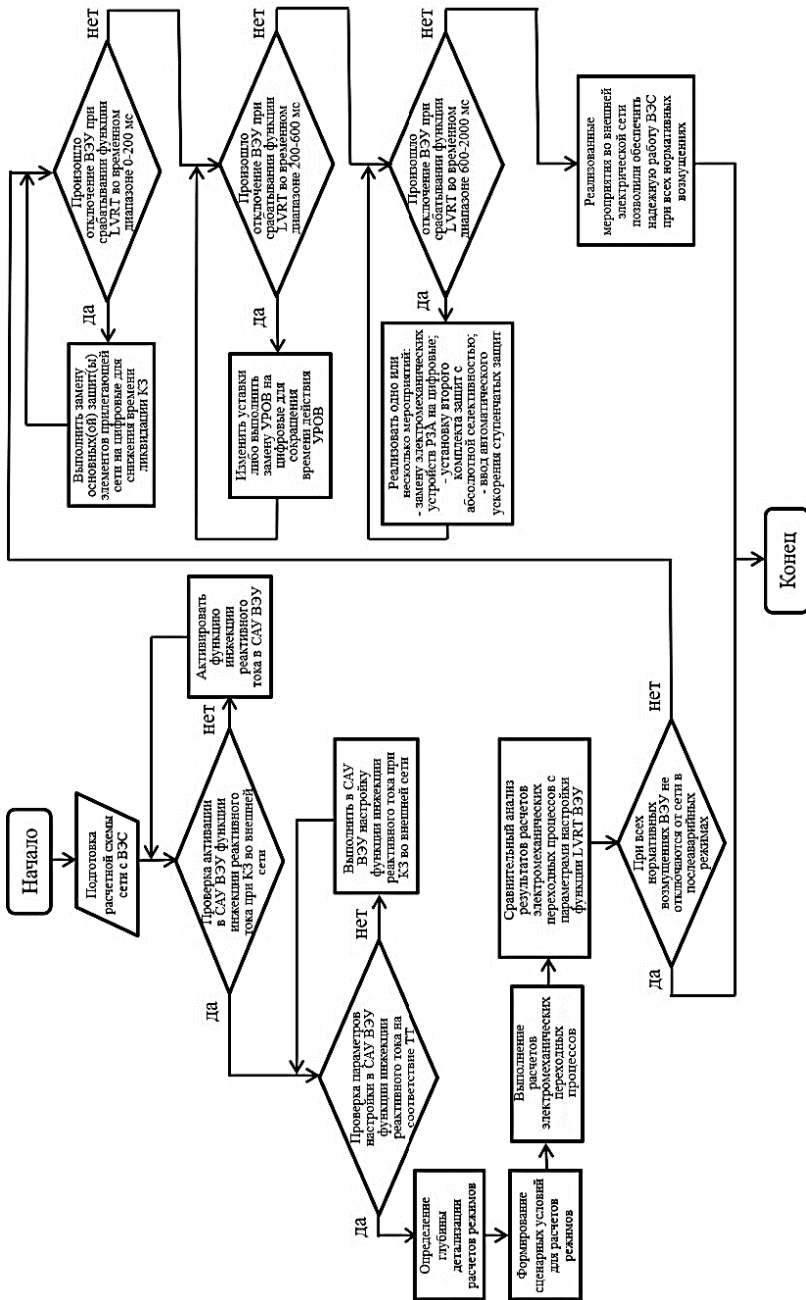


Рис. 11.19. Структурная схема алгоритма проверки параметров настройки функции LVRT ВЭУ в расчетной модели внешней электрической сети

11.5. Проблемные вопросы интеграции и функционирования ВЭС в России

Первым проблемным вопросом являются излишние отключения ВЭУ при нормативных возмущениях во внешней электрической сети из-за некорректной настройки функции LVRT ВЭУ и отсутствия (не активации) функции инжекции реактивного тока в инверторном преобразователе при провале напряжения на его выходе.

На рисунке 11.20 выполнено наложение вольт-секундных характеристик функции LVRT ВЭУ, приведенные в сетевых кодексах различных стран, в сравнении с российскими требованиями (серая заливка), с областями действия устройств РЗ. В области с серой заливкой сохраняется устойчивая работа ВЭС при нормативных возмущениях во внешней электрической сети, а в остальной части графика – нет.

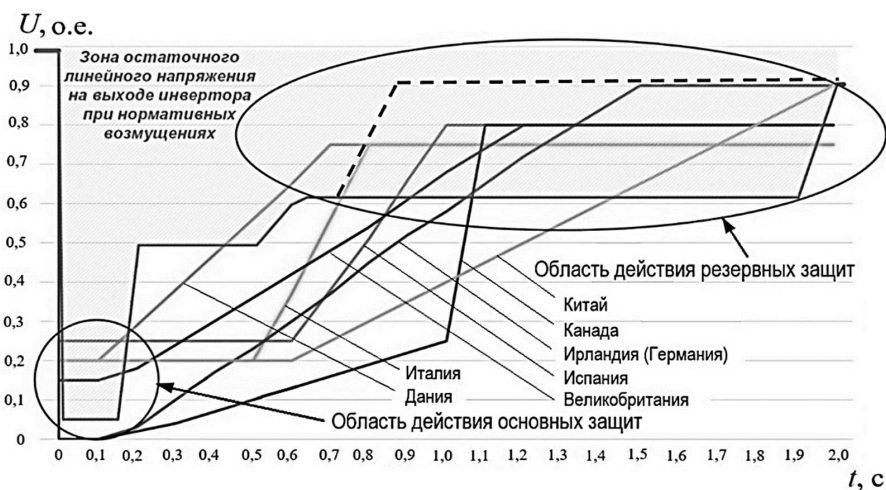


Рис. 11.20. Вольт-секундные характеристики функции LVRT инверторных преобразователей ВЭУ с областями действия устройств РЗ

Анализ графика на рис. 11.20 показывает, что параметры настройки функции LVRT ВЭУ, заданные зарубежными заводами-изготовителями, без корректировки неприемлемы для ВЭУ в составе ВЭС, интегрируемых в электрические сети. Рассмотрим три режимные области на рис. 11.20:

– область 1 (0–200 мс) характеризуется тем, что параметры настройки функции LVRT ВЭУ различных стран (Дания, Италия, Испания, Великобритания, Китай) не позволяют предотвращать отключения ВЭУ при нормативных возмущениях. Это обусловлено тем, что величина $U_{ост}$ на выходе инверторных преобразователей

ВЭУ будут ниже параметров настройки функции LVRT, что будет приводить к излишним отключениям ВЭУ. Учитывая, что в России в эксплуатацию вводятся крупные ВЭС мощностью в десятки и даже сотни МВт, то при их отключении будут возникать значительные дефициты мощности, что может спровоцировать возникновение и развитие крупных системных аварий с массовым погашением потребителей. В ряде стран сетевыми кодексами допускается отключение ВЭУ при снижении остаточного напряжения ниже $0,15-0,25 U_{ном}$, длительностью $0,1-0,15$ с;

– область 2 (200–600 мс) характеризуется тем, что в ней в целом обеспечивается поддержание требуемых уровней остаточного напряжения на выходе инверторов ВЭУ при нормативных возмущениях. В каждом конкретном случае следует выполнять уточняющие расчеты электрических режимов, с учетом завода-изготовителя ВЭУ и особенностей внешней электрической сети. При моделировании присоединения ВЭС к электрическим сетям России в ПК PowerFactory в настройках выбора кода сети следует указывать код сети Ирландии, Германии или Канады при условии обеспечения ликвидации однофазных КЗ резервными защитами с временем срабатывания защиты не более 600 мс. Вопросы срабатывания УРОВ рассмотрены в п. 11.4.2.;

– область 3 (600–2000 мс) характеризуется тем, что при нормативном возмущении, например, при ликвидации однофазного КЗ с длительностью более 1–2 с резервными защитами (зона действия второй ступени) – ВЭУ могут отключаться. При этом в России ВЭУ должны надежно функционировать вплоть до 2 с, пока действуют устройства РЗ, выполняющие функции резервных защит.

Большие времена срабатывания вторых ступеней резервных защит (дистанционные; от замыканий на землю) обусловлены необходимостью обеспечения селективности срабатывания электромеханических устройств РЗ. В случае применения резервных защит на базе цифровых устройств РЗ возможно сократить время срабатывания вторых ступеней защит. Это позволит повысить допустимую величину остаточного напряжения (пунктирная линия на рис. 11.20), обеспечив устойчивую работу ВЭС в области 3 при нормативных возмущениях.

Вторым проблемным вопросом является повреждение электротехнического оборудования из-за возникновения резонанса напряжений на высоких частотах в точке присоединения ВЭС к внешней электрической сети при определенных параметрах СВМ ВЭС. Это обусловлено отклонением ПКЭЭ, в первую очередь коэффициентов гармонических составляющих напряжения, от нормируемых значений.

В соответствии с [26] значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать установленных значений в течение 95% времени в течение одной недели, а увеличенные в 1,5 раза в течение 100% времени.

В проекте СВМ ВЭС должен проводиться анализ влияния инверторных преобразователей ВЭУ IV типа на ПКЭЭ в точке присоединения вплоть до 40 гармоники. Отклонения коэффициентов гармонических составляющих напряжения могут быть кратковременными (единицы минут) или длительными (до нескольких часов), вызывая отключение защитами или повреждение изоляции электротехнического оборудования.

ВЭУ IV типа – это сложный комплекс взаимосвязанного оборудования (ветротурбина, редуктор (при наличии), ветрогенератор, выпрямитель, инверторный преобразователь и др.), управляемый несколькими контроллерами, взаимодействующими по определенным закономерностям. В контроллерах имеются индивидуальные контуры управления, которые совокупно влияют на параметры электрического режима, в том числе гармонический состав вырабатываемого электрического тока. Величина инжекции гармонических составляющих тока напрямую зависит от скорости изменения (частоты) параметров в контурах управления контролеров ВЭУ, как показано в табл. 11.2.

Таблица 11.2

Скорость изменения параметров в контурах управления контроллеров ВЭУ

Медленные изменения	Субсинхронные колебания		Средние изменения	Быстрые изменения
0,1–0,5 Гц	1–2 Гц	5–7 Гц	7,5–15 кГц	20 кГц
Управление поворотом лопастей для оптимального угла атаки и ограничения мощности при больших скоростях ветра	Эффект «затенения» башни	Порывы ветра, вызывающие субсинхронные колебания	Управление режимом работы звена постоянного тока ВЭУ	Широтно-импульсная модуляция в инверторном преобразователе; управление фазовой автоподстройкой частоты; управление синхронизацией

Стандартом IEEE 519-2014 [27] для минимизации влияния гармонических составляющих на внешнюю электрическую сеть введены требования к ВЭУ с целью установки RC и RLC фильтров на выходе инверторных преобразователей. На рис. 11.21 приведена схема подключения фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) к ВЭУ.

При присоединении ВЭС с ВЭУ IV типа мощностью 3,47 МВт к электрической сети с были выполнены измерения гармонических составляющих в токе на выводах 35 кВ повышающего трансформатора 0,69/35 кВ при включенных в работу типовых ФКУ. Результаты измерений приведены на рис. 11.22.

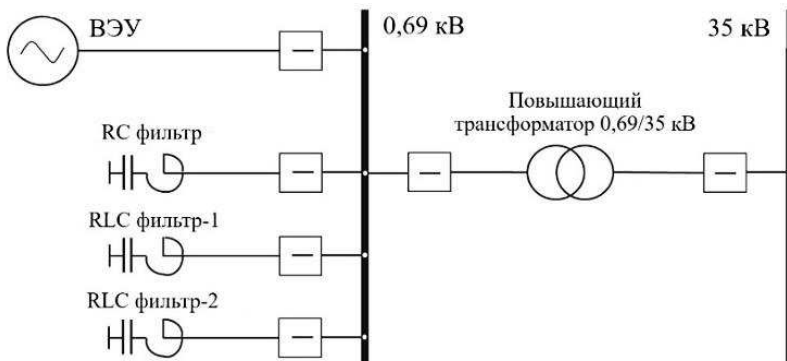


Рис. 11.21. Схема подключения ФКУ к ВЭУ

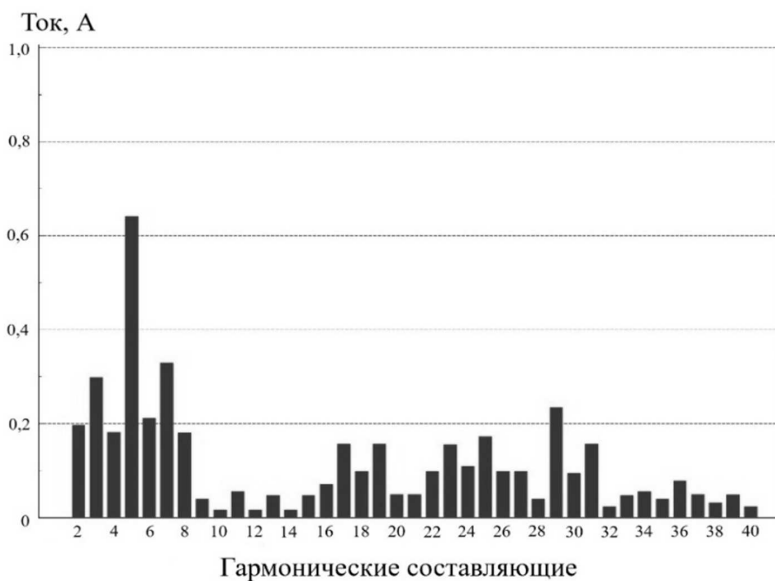


Рис. 11.22. Результаты измерений гармонических составляющих в токе ВЭУ на выводах 35 кВ повышающего трансформатора 0,69/35 кВ

Из рисунка 11.22 видно, что величины гармонических составляющих в токе не превышают предельных значений, регламентируемых стандартом IEEE 519-2014 [27] для ВЭУ мощностью 3,47 МВт. Предельные величины гармонических составляющих при отношении тока КЗ к номинальному току ВЭУ в диапазоне 50 – 100 о.е. для напряжений 120 В – 69 кВ:

- 6,7 А с 3 по 9 гармоники;
- 3 А с 11 по 15 гармоники;
- 2,68 А с 17 по 21 гармоники;
- 1 А с 23 по 33 гармоники;
- 0,5 А с 35 по 40 гармоники [27].

В России требования к ПКЭЭ предъявляются только к напряжению в точке присоединения ВЭС к электрической сети, при этом не учитывается несинусоидальность токов. Следовательно, возможно беспрепятственно осуществить присоединение ВЭС с различным спектром гармонических составляющих в токе, если это не приводит к выходу величин гармонических составляющих напряжения в точке присоединения за установленные пределы.

Негативные последствия от роста несинусоидальности в коллекторной сети ВЭС и внешней электрической сети:

- электрический пробой изоляции в электротехническом оборудовании, например, измерительных трансформаторах тока и напряжения;
- дополнительный нагрев и потери электроэнергии в ЛЭП, в том числе в коллекторной сети ВЭС, а также всех видах электротехнического оборудования;
- ускоренное старение изоляции электротехнического оборудования в результате дополнительного нагрева, например, конденсаторов ФКУ ВЭУ;
- создание электромагнитных помех для различных систем автоматического управления, устройств РЗ и ПА;
- повышение вибрации в электрических машинах;
- снижение коэффициента мощности;
- повышение уровня шума в электротехническом оборудовании [28].

В мировой практике известны случаи возникновения резонанса напряжений в элементах СВМ ВЭС крупных офшорных ветропарков [29–31]. Это обусловлено совпадением собственных резонансных частот длинных подводных кабельных ЛЭП, имеющих большие поперечные проводимости, с гармоническими составляющими токов ВЭУ.

11.6. Способы обеспечения надежного функционирования ВЭС в составе энергосистем

Проведем анализ эффективности доступных технических решений, имеющих групповой и индивидуальный характер, которые могут быть реализованы на территории ВЭС, а также на каждой из ВЭУ. Такой подход оправдан, так как позволит не проводить массовую реконструкцию устройств РЗ во внешней электрической сети ВЭС, обеспечив при этом устойчивую работу ВЭУ.

11.6.1. Повышение величины остаточного напряжения на выходе инверторных преобразователей ВЭУ

В качестве технических решений, позволяющих повысить величину $U_{ост}$ на выходе инверторных преобразователей ВЭУ при нормативных возмущениях во внешней электрической сети, рассмотрим присоединение следующего оборудования к сети 35 кВ ВЭС:

- СТАТКОМ;
- токоограничивающий реактор (ТОР).

Проведем рассмотрение предложенных технических решений на примере ВЭС установленной мощностью 15 МВт с ВЭУ IV типа (6 ед. по 2,5 МВт). Схема присоединения ВЭС к электрической сети напряжением 110 кВ приведена на рис. 11.23.

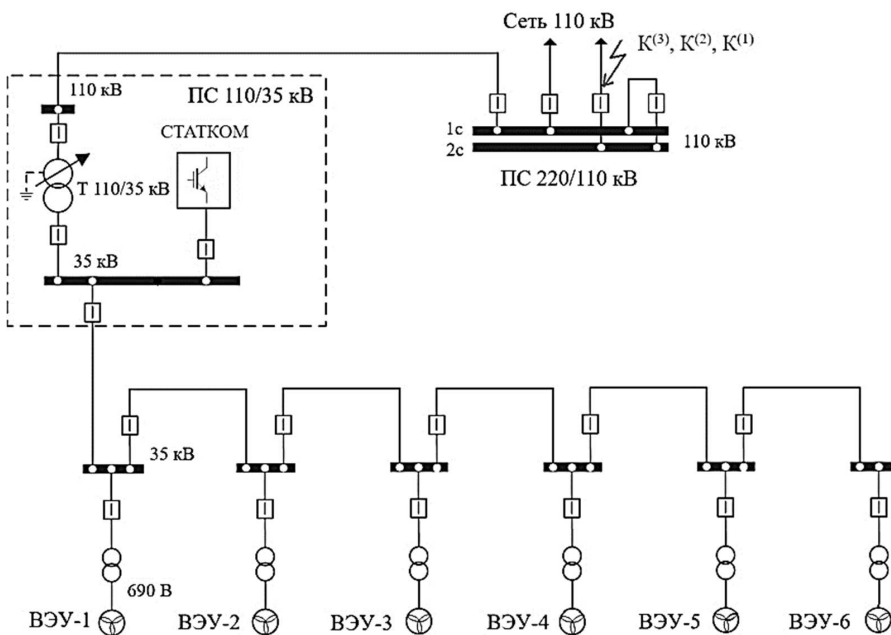


Рис. 11.23. Схема присоединения ВЭС к электрической сети 110 кВ (СТАТКОМ присоединен к шинам РУ 35 кВ ПС 110/35 кВ ВЭС)

В расчетах электромеханических переходных процессов были использованы следующие технические характеристики СТАТКОМ:

- номинальное напряжение – 35 кВ;
- номинальная мощность – 10 МВА;

- диапазон рабочих напряжений $0,8U_{ном} \leq U_{раб} \leq 1,2U_{ном}$;
- быстродействие – 5–10 мс;
- уставки защиты на отключение при снижении напряжения ниже $0,8U_{ном}$, $t_{откл} = 50$ мс.

Приведем основные технические характеристики ТОР, которые использовались в расчетах электромеханических переходных процессов:

- номинальное напряжение – 35 кВ;
- номинальный ток – 250 А;
- индуктивное сопротивление ($X_{ТОР}$) – 1–10 Ом.

Схема включения ТОР в цепь повышающего трансформатора Т 110/35 кВ ВЭС на стороне 35 кВ приведена на рис. 11.24.

Результаты расчетов электромеханических переходных процессов при нормативных возмущениях во внешней электрической сети напряжением 110 кВ (трехфазное КЗ – К⁽³⁾, двухфазное КЗ – К⁽²⁾, однофазное КЗ на землю – К⁽¹⁾) на воздушной ЛЭП 110 кВ с ее отключением, с учетом присоединения СТАТКОМ и ТОР к сети 35 кВ ВЭС приведены на рис. 11.25.

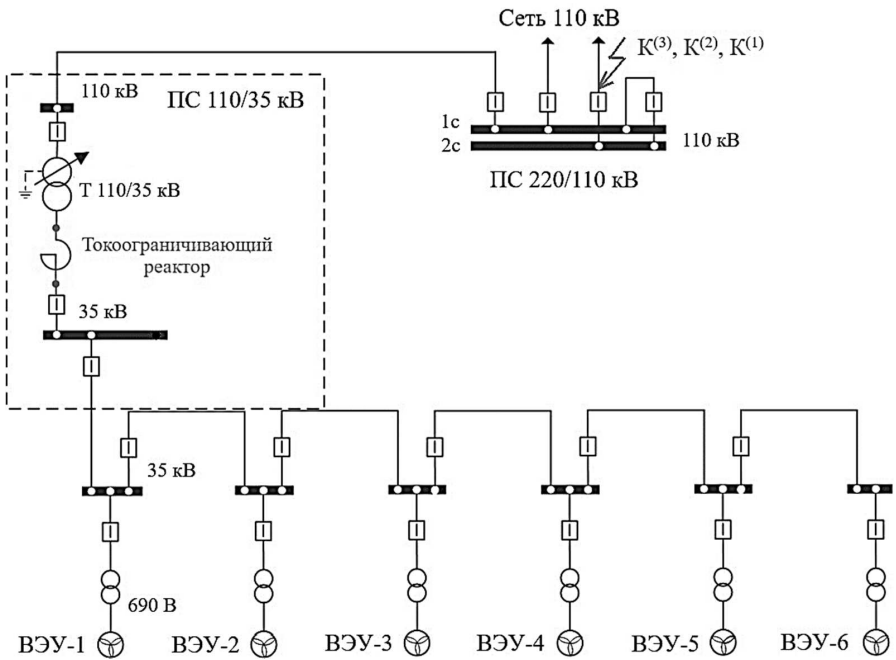
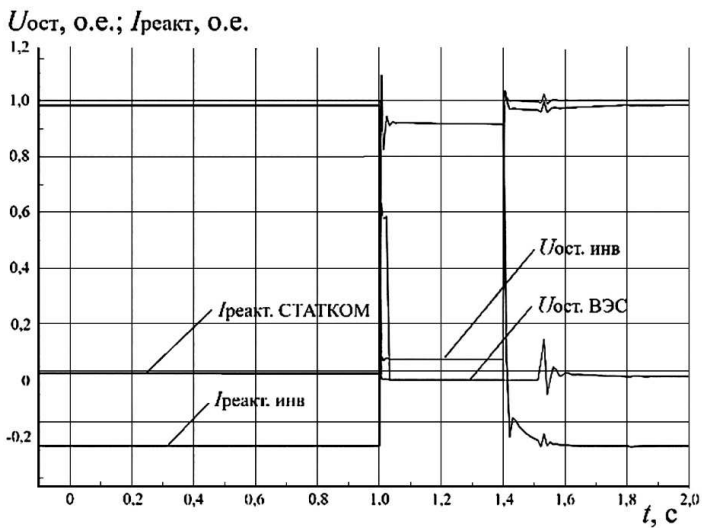
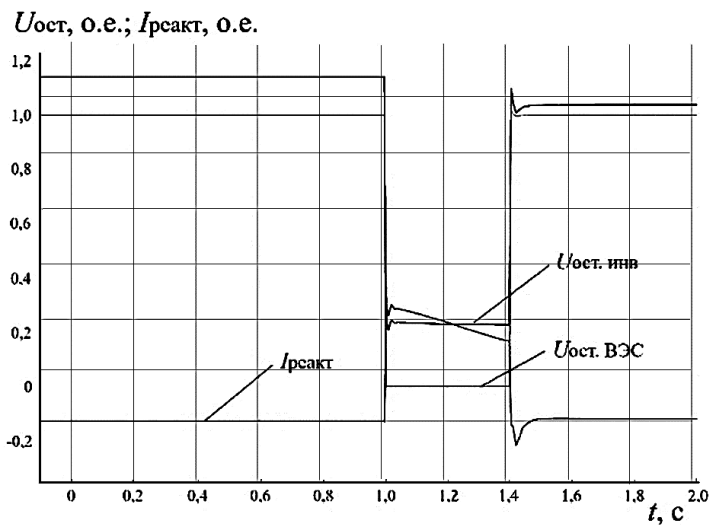


Рис. 11.24. Схема последовательного включения ТОР в цепь повышающего трансформатора Т 110/35 кВ ВЭС на стороне 35 кВ



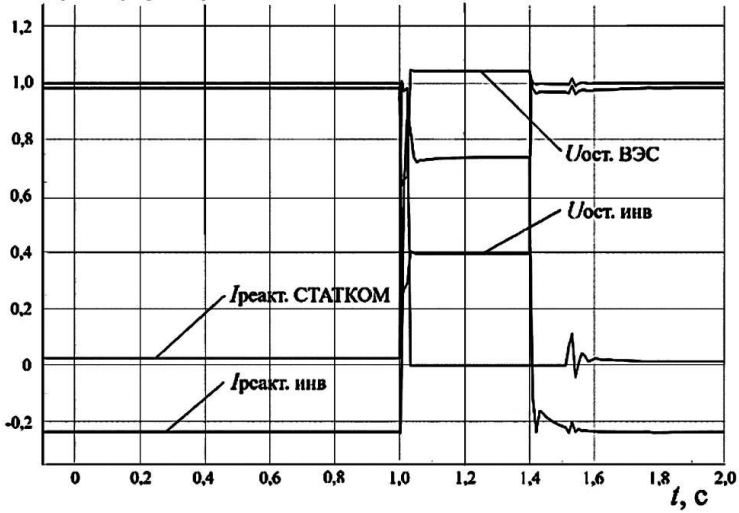
а)



б)

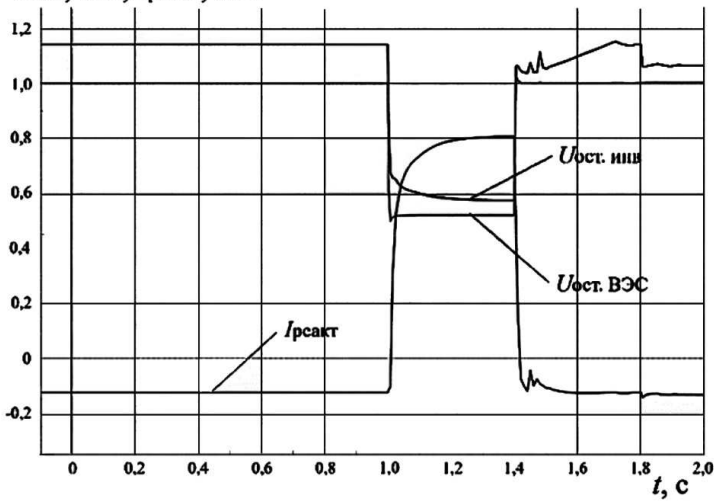
Рис. 11.25. Электромеханические переходные процессы при присоединении ВЭС к сети 110 кВ:
а – К⁽³⁾ с присоединением СТАТКОМ; б – К⁽³⁾ с присоединением ТОР

$U_{ост}, \text{о.е.}; I_{реакт}, \text{о.е.}$



в)

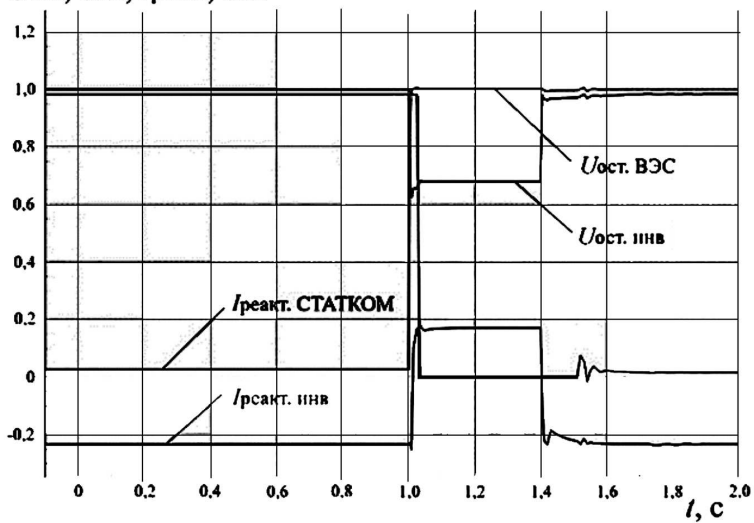
$U_{ост}, \text{о.е.}; I_{реакт}, \text{о.е.}$



г)

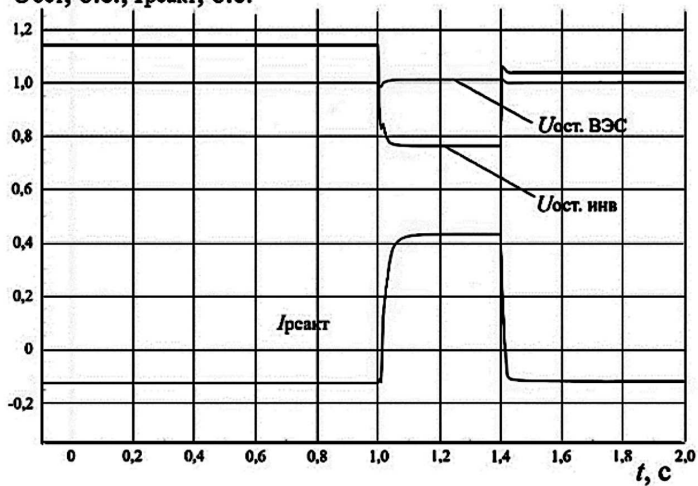
Продолжение рис. 11.25:
в, г – $K^{(2)}$ аналогично а и б;

$U_{ост}, \text{о.е.}; I_{реакт}, \text{о.е.}$



д)

$U_{ост}, \text{о.е.}; I_{реакт}, \text{о.е.}$



е)

Окончание рис. 11.25:
д, е – $K^{(1)}$ аналогично а и б

Результаты расчетов электромеханических переходных процессов для определения $U_{\text{ост}}$ на выходах инверторных преобразователей ВЭУ при присоединении СТАТКОМ и ТОР сведены в таблицу 11.3.

Таблица 11.3

Результаты расчетов $U_{\text{ост}}$ на выходах инверторных преобразователей ВЭУ

Вид нормативного возмущения	Величина $U_{\text{ост}}$ на выходе инверторов ВЭУ, о.е.	
	СТАТКОМ (10 МВар)	ТОР (7,5 Ом)
Трехфазное КЗ на ЛЭП 110 кВ вблизи шин ПС 220/110 кВ с ее отключением	0,08	0,25
Двухфазное КЗ на ЛЭП 110 кВ вблизи шин ПС 220/110 кВ с ее отключением	0,40	0,60
Однофазное КЗ на землю на ЛЭП 110 кВ вблизи шин ПС 220/110 кВ с ее отключением	0,68	0,76

Анализ рис. 11.23 показывает, что из-за относительно узкого диапазона рабочих напряжений $0,8U_{\text{ном}} \leq U_{\text{раб}} \leq 1,2U_{\text{ном}}$ применение СТАТКОМ для обеспечения устойчивой работы ВЭУ нецелесообразно. Эффективность работы СТАТКОМ при удаленных КЗ, когда $U_{\text{ост}}$ выше $0,8U_{\text{ном}}$ также не высока – напряжение на выходе инверторных преобразователей ВЭУ повышается с $0,806U_{\text{ном}}$ до $0,857U_{\text{ном}}$ (на 6,3%).

Стоимость СТАТКОМ мощностью 10 МВА, без учета затрат на проектные, строительные-монтажные и пуско-наладочные работы, составляет около 150 млн. руб. с НДС в текущих ценах.

При анализе эффективности применения ТОР в расчетах электромеханических переходных процессов его сопротивление изменялось в диапазоне от 1 до 7,8 Ом. Результаты расчетов величины $U_{\text{ост}}$ на выходе инверторных преобразователей ВЭУ при трехфазном КЗ на ЛЭП 110 кВ вблизи шин ПС 220/110 кВ с ее отключением, наилучший результат получился при $X_{\text{ТОР}} = 7,5 \text{ Ом}$, как видно из рис. 11.26.

Применение ТОР позволило существенно увеличить величину $U_{\text{ост}}$ на выходе инверторных преобразователей ВЭУ при времени срабатывания устройств РЗ в диапазоне 200–600 мс:

- с $0,08U_{\text{ном}}$ до $0,25U_{\text{ном}}$ (увеличение на 213%) при трехфазном КЗ;
- с $0,40U_{\text{ном}}$ до $0,60U_{\text{ном}}$ (увеличение на 50%) при двухфазном КЗ;
- с $0,68U_{\text{ном}}$ до $0,76U_{\text{ном}}$ (увеличение на 12%) при однофазном КЗ.

Значимым результатом применения ТОР является обеспечение устойчивой работы ВЭУ при трехфазных КЗ в случае применения ВЭУ, вольт-секундные характеристики функции LVRT которых соответствуют требованиям сетевых кодексов

Великобритании, Китая, Испании, Дании, Ирландии, Германии, Канады и Италии. Это видно на рис. 11.27, где показано существенно увеличение величины $U_{ост}$ на выходе инверторных преобразователей ВЭУ (пунктирная линия) в сравнении с рис. 11.20.

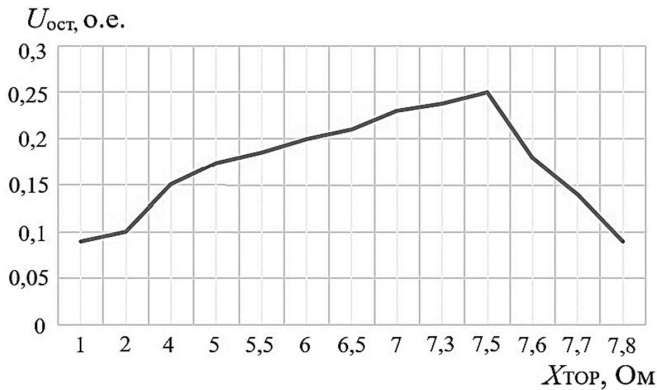


Рис. 11.26. График зависимости $U_{ост}$ на выходе инверторных преобразователей ВЭУ от величины $X_{ТОР}$

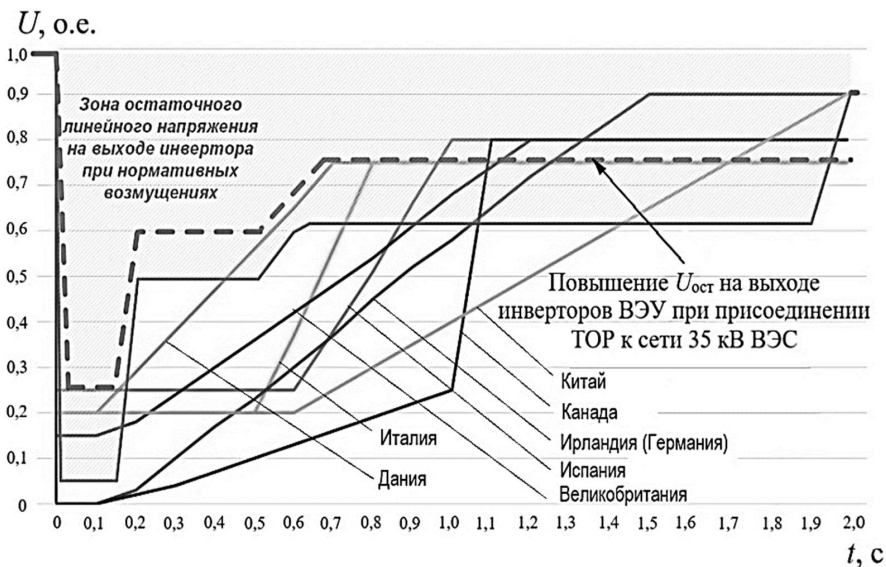


Рис. 11.27. График зависимости $U_{ост}$ на выходе инверторных преобразователей ВЭУ (пунктирная линия) при присоединении ТОР к сети 35 кВ ВЭС

Для каждой конкретной ВЭС и внешней электрической сети параметры ТОР необходимо определять индивидуально на основании результатов расчетов электрических режимов.

Стоимость ТОР с $X_{\text{ТОР}} = 7,5 \text{ Ом}$, без учета затрат на проектные, строительномонтажные и пуско-наладочные работы, составляет около 25 млн. руб. с НДС в текущих ценах.

11.6.2. Внесение изменений в аппаратную часть инверторных преобразователей ВЭУ

Обеспечить устойчивую работу ВЭУ при нормативных возмущениях также возможно за счет внесения изменений в аппаратную часть инверторных преобразователей с целью корректировки рабочего диапазона функции LVRT ВЭУ. Обобщенная функциональная схема инверторного преобразователя ВЭУ IV типа приведена на рис. 11.28.

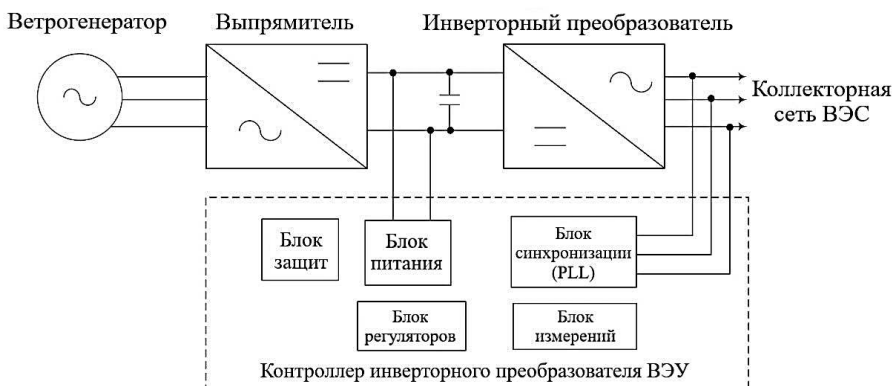


Рис. 11.28. Обобщенная функциональная схема инверторного преобразователя ВЭУ IV типа

Устойчивая работа инверторного преобразователя с сетью возможна при обеспечении баланса передачи электроэнергии от ветрогенератора через выпрямитель в звено постоянного тока и на вход инверторного преобразователя. В каждом из звеньев контролером поддерживаются параметры режима в области допустимых значений.

Важная особенность инверторного преобразователя заключается в наличии блока синхронизации PLL (Phase-Locked Loop), который формирует на выходе инверторного преобразователя форму, частоту и фазу тока в соответствии с формой, частотой и фазой напряжения, измеренного в точке присоединения ВЭУ к коллекторной сети ВЭС.

Устойчивая работа контролера инверторного преобразователя ВЭУ, включая блок PLL, возможна при напряжении на его выходе инверторного преобразователя со стороны коллекторной сети не ниже $0,2U_{ном}$. При меньшем значении напряжения блок PLL временно блокирует работу инверторного преобразователя, прекращая инжекцию реактивного тока до момента, пока $U_{ост}$ не превысит уставку $0,2U_{ном}$. В случае, если произойдет превышение длительности провала напряжения над заданным значением вольт-секундной характеристикой функции LVRT ВЭУ, то он будет отключен от сети.

Эти ограничения режима работы инверторного преобразователя ВЭУ обусловлены:

- величиной емкости конденсатора, используемого в звене постоянного тока между выпрямителем и инверторным преобразователем для сглаживания пульсаций;
- возможностью работы блока PLL, у которых на выходе могут формироваться ошибочные сигналы при напряжении менее $0,2U_{ном}$;
- организацией питания цепей управления контроллера инверторного преобразователя от звена постоянного тока.

Определим параметры емкости конденсатора в звене постоянного тока инвертора мощностью 2,778 МВА (2,5 МВт) с $U_{ном} = 690$ В, исходя из возможности обеспечения двух основных функций:

- сглаживание пульсаций, вызванных работой выпрямителя;
- устранение перенапряжений, вызванных коммутацией силовых ключей инверторного преобразователя, а также резкопеременным графиком выдачи мощности ВЭУ.

Для предотвращения излишних отключений ВЭУ действием функции LVRT при нормативных возмущениях во внешней электрической сети определим минимальные требования к параметрам конденсатора в звене постоянного тока. Сделаем это из условия необходимости поддержания номинальной величины инжекции реактивного тока во время нормативного возмущения во внешней электрической сети с провалом напряжения до $0,2U_{ном}$ в течении $0,2$ с.

Емкость конденсатора можно определить, зная величину накопленной в нем энергии до момента возникновения возмущения во внешней электрической сети, с учетом закона сохранения энергии. Вычислим энергию, накопленную в конденсаторе, по формуле 11.3:

$$W = \frac{C_{конд} \cdot U_d^2}{2} = U_{ост} \cdot I_p \cdot \Delta t, \quad (11.3)$$

где $C_{конд}$ – емкость конденсатора; U_d – напряжение звена постоянного тока, принято $U_{лин}/0,87$ – при шестипульсной схеме выпрямления ($U_{лин} = 690$ В); $U_{ост}$ – остаточное напряжение на выходе инверторного преобразователя, принято $0,2U_{ном} = 0,2 \cdot 690 = 138$ В; I_p – реактивный ток инжекции, принят $I_{ном} = I_p = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{лин}} = \frac{2778}{\sqrt{3} \cdot 690} = 2324$ А; Δt – длительность провала напряжения, принята $0,2$ с.

Рассчитаем необходимую емкость конденсатора по формуле 11.4:

$$C_{\text{конд}} = 2 \cdot \frac{U_{\text{ост}} \cdot I_p \cdot \Delta t}{U_d^2} = 2 \cdot \frac{138 \cdot 2324 \cdot 0,2}{(690/0,87)^2} = 0,204 \text{ Ф.} \quad (11.4)$$

Фактически емкость конденсатора выбирается по критерию сглаживания пульсаций, вызванных работой выпрямителя, и для данного инверторного преобразователя составляет 0,03 Ф, т.е. в 7 раз меньше расчетной величины. Это не позволяет обеспечить инжекцию реактивного тока при провале напряжения в сети переменного тока длительностью 0,2 с, что приводит к отключению инверторного преобразователя защитой из-за снижения напряжения в звене постоянного тока ниже допустимой величины.

Для поддержания напряжения в звене постоянного тока при провале напряжения в сети переменного тока предлагается дополнительно установить емкость величиной 0,17 Ф в виде суперконденсатора. Это техническое решение уже было опробовано на частотно-регулируемых приводах электродвигателей с целью сохранения их устойчивой работы при провалах напряжения в питающей сети [32].

Суперконденсатор имеет особенность – низкое напряжение на обкладках – 2,7 В, что требует использовать DC-DC конвертор для повышения напряжения с 2,7 до 800 В с целью подключения к звену постоянного тока. Упрощенная схема подключения суперконденсатора с DC-DC конвертором к звену постоянного тока инверторного преобразователя ВЭУ приведена на рис. 11.29.

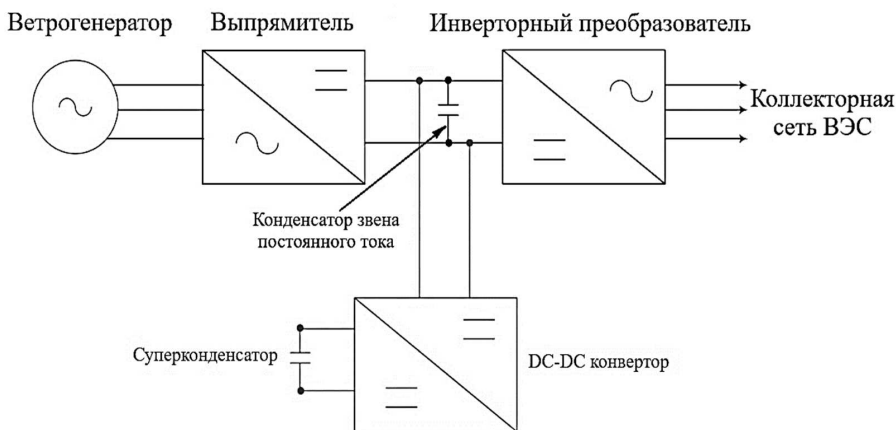


Рис. 11.29. Упрощенная схема подключения суперконденсатора с DC-DC конвертором к звену постоянного тока инверторного преобразователя ВЭУ

Выполним расчет емкости суперконденсатора, с учетом закона сохранения энергии, а также требуемой величины дополнительной емкости – 0,17 Ф по формуле 11.6:

$$W = \frac{C_{\text{доп. конд}} \cdot U_d^2}{2} = \frac{C_{\text{суперконд}} \cdot U_d^2}{2}; \quad (11.5)$$

$$C_{\text{суперконд}} = \frac{C_{\text{доп. конд}} \cdot U_d^2}{U_d^2_{\text{суперконд}}} = \frac{0,17 \cdot 800^2}{2,7^2} = 14924 \text{ Ф.} \quad (11.6)$$

В качестве суперконденсатора емкостью 14924 Ф, например, можно использовать 5 суперконденсаторов фирмы Maxwell 2.7V3000F, стоимостью по 25 тыс. руб. каждый. Ориентировочная стоимость DC-DC конвертора 2,7 В/800 В мощностью 10 кВт составит около 100 тыс. руб.

Стоимость оборудования для дооснащения одной ВЭУ (5 суперконденсаторов и 1 DC-DC конвертор) составит около 225 тыс. руб. Учитывая, что на ВЭС 6 ВЭУ общая стоимость оборудования составит 1350 тыс. руб. с учетом НДС, что дешевле стоимости ТОР почти в 19 раз.

Однако, для сохранения гарантийных обязательств со стороны завода-изготовителя ВЭУ, внесение изменений в конструкцию инверторного преобразователя необходимо обосновать и согласовать.

11.6.3. Установка дополнительных фильтрокомпенсирующих устройств на ВЭС

Расчетная модель энергосистемы для присоединения ВЭС разной мощности содержит: 920 узлов, 53 генератора, 225 ЛЭП напряжением 35 кВ и выше, 227 силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Расчеты коэффициентов гармонических составляющих напряжения в точке присоединения ВЭС к электрической сети напряжением 110 и 35 кВ были выполнены в программном комплексе PowerFactory для двух вариантов присоединения ВЭС разной мощности:

- ВЭС установленной мощностью 90 МВт к сети 110 кВ;
- ВЭС установленной мощностью 17,35 МВт к сети 35 кВ.

Перечислим преимущества присоединения нескольких ВЭС меньшей мощности к электрическим сетям напряжением 35 кВ:

- не требуется проведение реконструкции ближайших ПС 110 кВ, а также ЛЭП 110 кВ для выдачи мощности крупных ВЭС;
- невозможно осуществить присоединение ВЭС к транзитным ЛЭП 110 кВ отпайкой, что требует реализации схемы «заход-выход» с разрезанием ЛЭП 110 кВ и установки на ВЭС двух коммутационных аппаратов;
- не требуется установка на ВЭС повышающего трансформатора, что удешевляет реализацию ее технологического присоединения;
- концентрация ЛЭП 35 кВ в месте размещения планируемых к строительству ВЭС, как правило, выше, чем ЛЭП 110 кВ.

Рассмотрим первый вариант присоединения ВЭС мощностью 90 МВт (26 ВЭУ единичной мощностью 3,47 МВт) к электрической сети напряжением 110 кВ.

Коллекторная сеть ВЭС напряжением 35 кВ выполнена кабельными ЛЭП суммарной длиной 25 км. Для выдачи мощности ВЭС в энергосистему строится ПС 35/110 кВ с повышающим трансформатором номинальной мощностью 100 МВА, которая присоединена по схеме «блок линия-трансформатор» №3Н к ПС 220/110 кВ (рис. 11.12 в) воздушной ЛЭП 110 кВ с проводом АС-240/32.

В моделях всех ВЭУ были заданы фактически измеренные значения инъекции гармонических составляющих тока (рис. 11.22).

Расчеты были выполнены для различных длин воздушной ЛЭП 110 кВ от ВЭС до ПС 220/110 кВ в диапазоне от 10 до 120 км. Коэффициенты гармонических составляющих напряжения рассчитаны на шинах 110 кВ ПС 220/110 кВ и приведены на рис. 11.30.

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$, % U_1

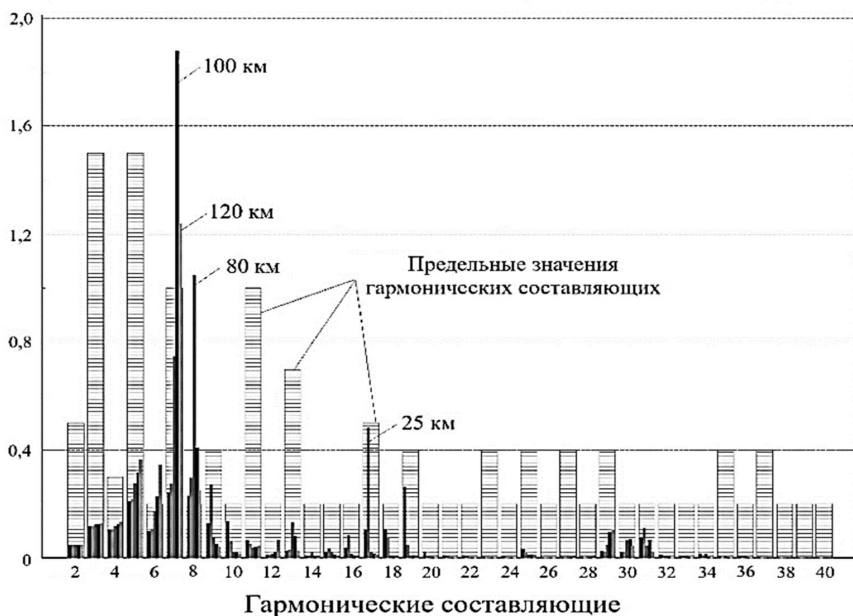


Рис. 11.30. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 110 кВ ПС 220/110 кВ (точка присоединения ВЭС) при различной длине воздушной ЛЭП 110 кВ

Из рисунка 11.30 видно, что при длине воздушной ЛЭП 110 кВ около 80–100 км происходит совпадение собственной резонансной частоты элементов СВМ с 7 и 8 гармоническими составляющими токов ВЭУ, что провоцирует возникновение резонанса напряжений. Это сопровождается превышением амплитуды напряжения на данных частотах выше допустимых значений.

Результаты расчетов амплитудно-частотных характеристик (собственных резонансных частот) элементов СВМ ВЭС при различной длине воздушной ЛЭП 110 кВ приведены на рис. 11.31.

Анализ рис. 11.31 показывает, что с увеличением длины воздушной ЛЭП 110 кВ происходит смещение амплитудно-частотных характеристик элементов СВМ ВЭС в сторону снижения частоты с 500 Гц при 10 км до 250 Гц при 100 км. Для предотвращения резонанса напряжений можно установить два дополнительных ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС:

– ФКУ-1 на 350 Гц; $S_{ном} = 2$ МВар, емкость – 5,08 мкФ, индуктивность – 43,1 мГн, активное сопротивление – 1,84 Ом;

– ФКУ-2 на 250 Гц; $S_{ном} = 0,5$ МВар, емкость – 1,24 мкФ, индуктивность – 353,8 мГн, активное сопротивление – 10,6 Ом.

Эффективность установки двух ФКУ показана на рис. 11.32.

Сопротивление, Ом

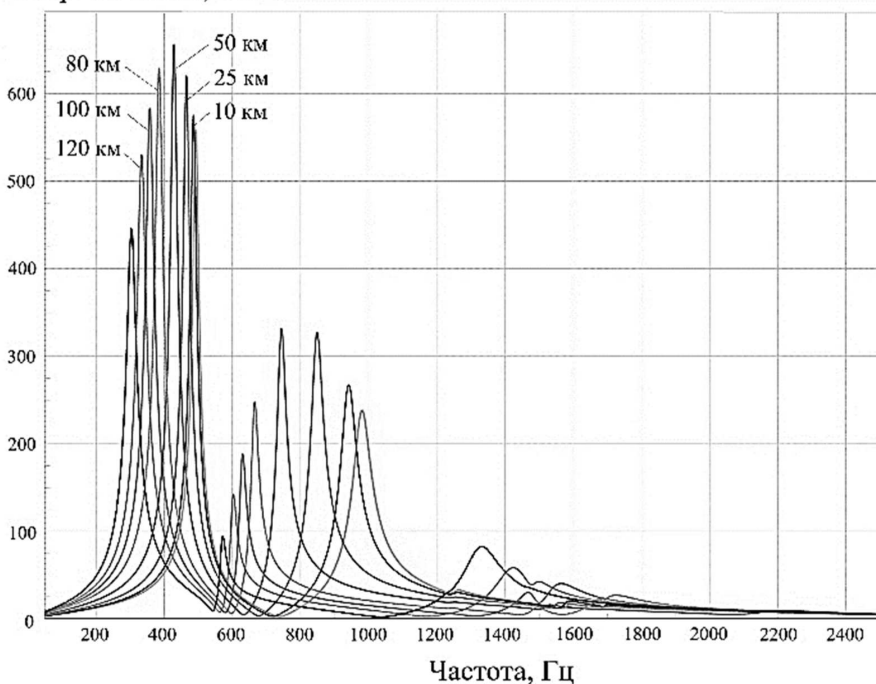


Рис. 11.31. Результаты расчетов амплитудно-частотных характеристик элементов СВМ ВЭС при различной длине воздушной ЛЭП 110 кВ

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$, % U_1

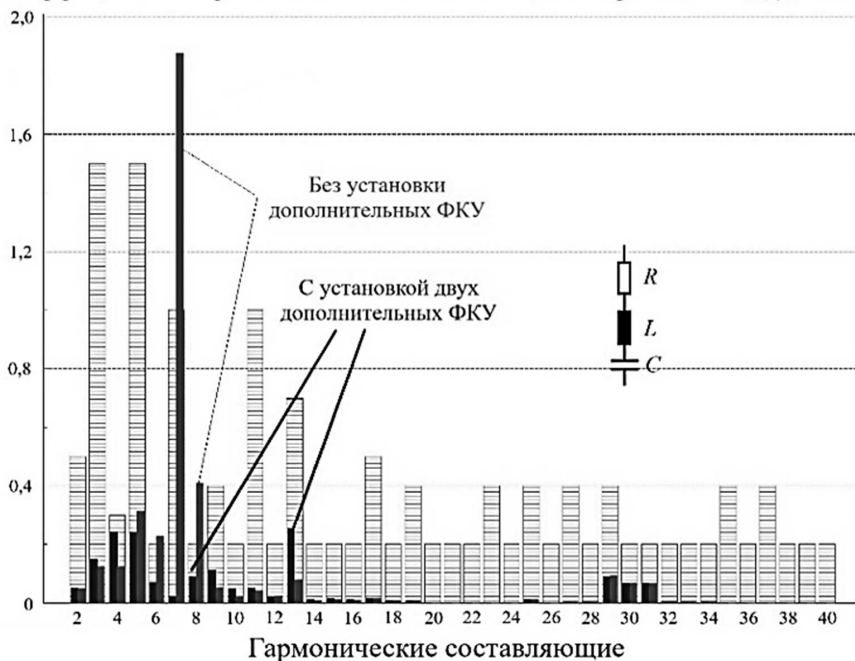


Рис. 11.32. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 110 кВ ПС 220/110 кВ при установке двух ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС

Рассмотрим второй вариант присоединения ВЭС мощностью 17,35 МВт (5 ВЭУ единичной мощностью 3,47 МВт) к электрической сети напряжением 35 кВ.

Коллекторная сеть ВЭС напряжением 35 кВ выполнена кабельными ЛЭП суммарной длиной около 3 км. Выдача мощности ВЭС в энергосистему осуществляется через РУ 35 кВ, присоединенное по схеме «блок линия-трансформатор» №3Н к 110/35 кВ (рис. 11.12 в) воздушной ЛЭП 35 кВ с проводом АС-150/24.

Расчеты были выполнены для различных длин воздушной ЛЭП 35 кВ от ВЭС до ПС 110/35 кВ в диапазоне от 1 до 30 км. Коэффициенты гармонических составляющих напряжения рассчитаны на шинах 35 кВ ПС 35/110 кВ и приведены на рис. 11.33.

Анализ рис. 11.33 показывает, что практически при любой длине ЛЭП 35 кВ происходит совпадение собственной резонансной частоты элементов СВМ ВЭС с гармоническими составляющими токов ВЭУ. Это вызывает резонанс напряжений, сопровождаемые превышением амплитуды напряжения на этих частотах выше допустимых значений. Резонанс напряжений наиболее опасен при длине воздушной ЛЭП 35 кВ около 15-25 км и наименее опасен при длине 9–12 км.

Коэффициенты гармонических составляющих напряжения $Ku(n)$, % U_1

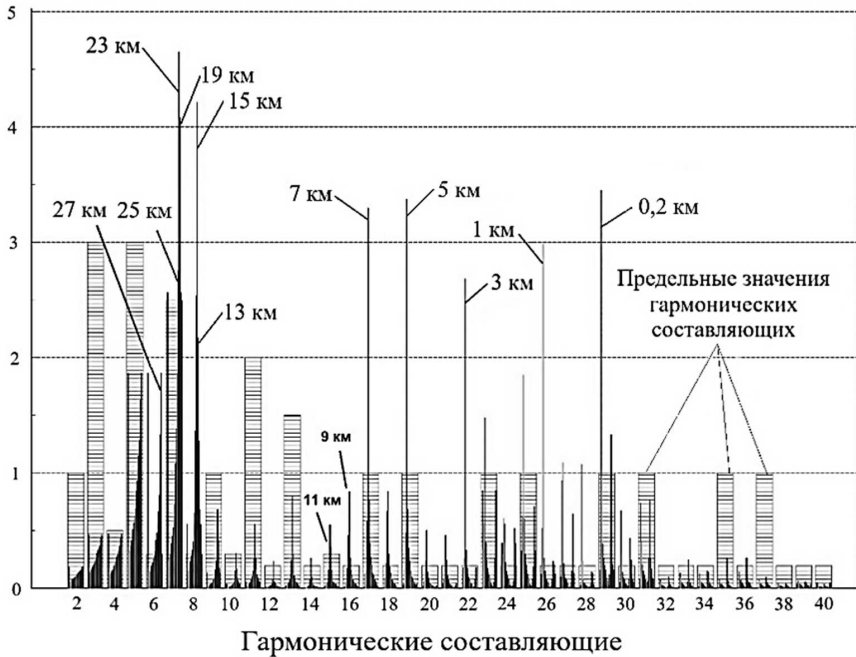


Рис. 11.33. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 35 кВ ПС 110/35 кВ (в точке присоединения ВЭС) при различной длине воздушной ЛЭП 35 кВ

Результаты расчетов амплитудно-частотных характеристик (собственных резонансных частот) элементов СВМ ВЭС при различной длине воздушной ЛЭП 35 кВ приведены на рис. 11.34.

Анализ рис. 11.34 показывает, что с увеличением длины воздушной ЛЭП 35 кВ происходит смещение амплитудно-частотных характеристик элементов СВМ ВЭС в сторону снижения частоты с 1300 Гц при 1 км до 400 Гц при 27 км. Для предотвращения резонанса напряжений можно установить три дополнительных ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС:

- ФКУ-1 на 400 Гц: $S_{\text{НОМ}} = 0,8$ МВар, емкость – 2,05 мкФ, индуктивность – 77,4 мГн, активное сопротивление – 3,9 Ом;
- ФКУ-2 на 250 Гц: $S_{\text{НОМ}} = 3,8$ МВар, емкость – 9,5 мкФ, индуктивность – 42,8 мГн, активное сопротивление – 1,3 Ом;
- ФКУ-3 (широкополосный, второго порядка) на 850 Гц: $S_{\text{НОМ}} = 1$ МВар, емкость – 2,5 мкФ, индуктивность – 13,5 мГн, активные сопротивления: $R_s - 5,1$ Ом, $R_p - 20$ Ом.

Сопротивление, Ом

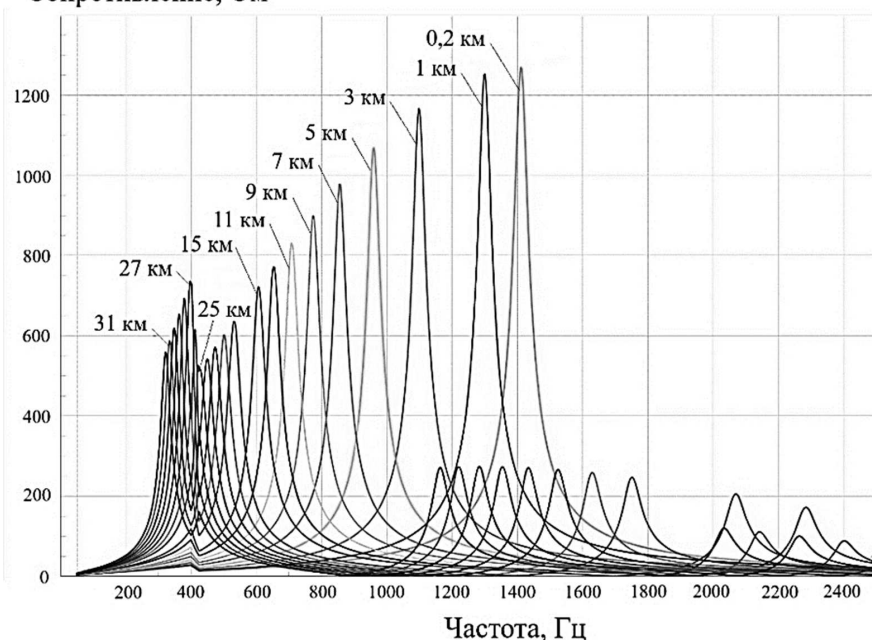


Рис. 11.34. Результаты расчетов амплитудно-частотных характеристик элементов СВМ ВЭС при различной длине воздушной ЛЭП 35 кВ

Выбор технических характеристик ФКУ производился на основании результатов многовариантных расчетов коэффициентов гармонических составляющих напряжения в точке присоединения ВЭС к электрической сети, дающих максимальный положительный эффект.

Эффективность установки трех ФКУ показана на рис. 11.35.

Установка ФКУ заводами-изготовителями ВЭУ, в соответствии с требованиями стандарта IEEE 519-2014, не исключает риска возникновения резонанса напряжений на высоких частотах как в коллекторной сети ВЭС, так и во внешней электрической сети.

Уровень гармонических искажений напряжения в точке присоединения выше при присоединении ВЭС к сети 35 кВ, чем к сети 110 кВ, что обусловлено наличием во втором случае в составе СВМ ВЭС повышающего трансформатора 35/110 кВ, выполняющего роль фильтра высших гармоник.

Для снижения несинусоидальности в коллекторной сети ВЭС, а также во внешней электрической сети при длине воздушной ЛЭП 110 кВ более 60 км и воздушной ЛЭП 35 кВ более 12 км эффективна установка дополнительных ФКУ

на шинах 35 кВ ВЭС. Это позволит предотвратить аварии с повреждением электротехнического оборудования, в том числе с длительными сроками эксплуатации, во внешней электрической сети и у потребителей электроэнергии [33].

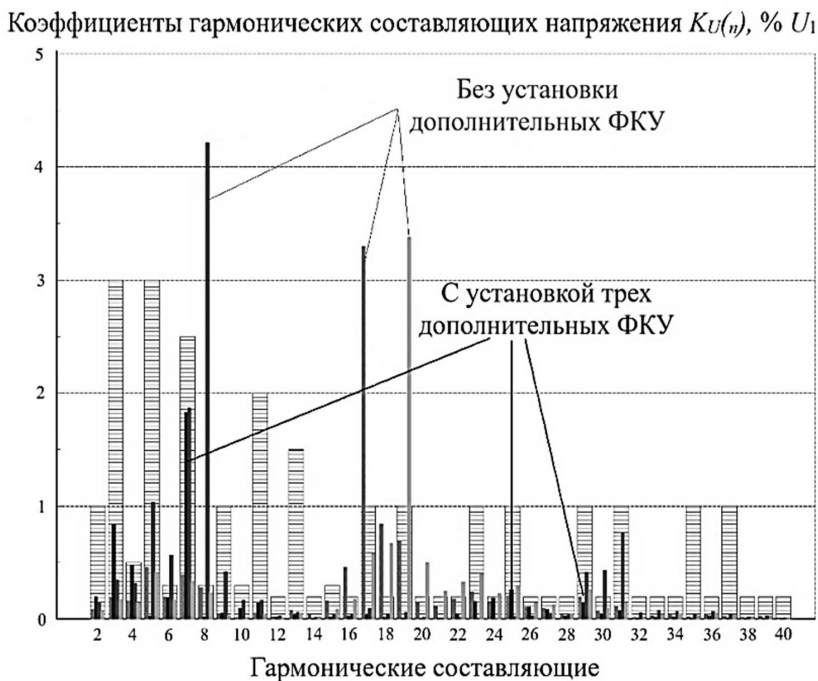


Рис. 11.35. Результаты расчетов ПКЭЭ на шинах 35 кВ ПС 110/35 кВ при установке трех ФКУ на шинах 35 кВ ВЭС

Комплексное решение проблемных вопросов, связанных с интеграцией и функционированием ВЭС в составе энергосистем, будет содействовать дальнейшему развитию ветроэнергетики в России [34].

Контрольные вопросы и задания

1. Каковы основные цели формирования технических требований к ВЭС и ВЭУ на основе международного опыта?
2. Перечислите показатели аппаратной надежности ВЭУ, а также объясните их влияние на балансы электрической энергии и мощности.
3. Перечислите этапы ужесточения технических требований к ВЭУ в странах с большими объемами ветровой генерации.

4. Как реализована функция LVRT в ВЭУ и каким образом она задается в сетевых кодексах различных стран?
5. Каковы назначение и особенности реализации функции инжекции реактивного тока на ВЭУ при провале напряжения в результате КЗ в сети?
6. Приведите величину эталонного КИУМ ВЭС и применяемые штрафные коэффициенты в России.
7. Какова структура технических требований к ВЭС в ГОСТ Р 58491-2019 в России?
8. Приведите требования по участию ВЭС в регулировании частоты и напряжения в энергосистеме.
9. Перечислите функции, реализуемые в автоматизированной системе управления технологическим процессом ВЭС.
10. Приведите основные схемы присоединения ВЭС к электрическим сетям.
11. Каковы цель и назначение разработки схемы выдачи мощности ВЭС?
12. Перечислите этапы разработки схемы выдачи мощности ВЭС.
13. Каков состав проекта СВМ ВЭС?
14. Что должна включать в себя расчетная модель ВЭС?
15. Перечислите условия для организации дистанционного управления ВЭС из диспетчерского центра филиала АО «СО ЕЭС».
16. Перечислите основные законы регулирования и управления, которые реализуются в системе автоматического управления инверторного преобразователя ВЭУ IV типа.
17. Приведите основные требования к программным расчетным комплексам для разработки схем выдачи мощности ВЭС.
18. Каковы особенности моделирования ВЭС в программных расчетных комплексах расчетов электрических режимов?
19. Перечислите виды расчетов режимов и перечень нормативных возмущений при присоединении ВЭС к электрическим сетям.
20. Как реализована функция LVRT в инверторных преобразователях ВЭУ?
21. Перечислите основные режимные области на функции LVRT ВЭУ и кратко опишите их.
22. Опишите способ проверки параметров настройки функции LVRT инверторных преобразователей ВЭУ.
23. Как должна выполняться проверка участия ВЭС в ОПРЧ при повышении частоты и способы разгрузки ВЭС?
24. Как должен производиться анализ влияния ВЭС на несинусоидальность в точке присоединения ВЭС к сети?
25. Какие способы предотвращения отключений ВЭУ функцией LVRT вам известны?
26. Приведите основной способ предотвращения резонанса напряжений в точке присоединения ВЭС к сети.

Список литературы

1. Распределенная энергетика в России: потенциал развития. – М.: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. 2018.
2. Илюшин, П.В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в единой энергетической системе России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению/ П.В. Илюшин // Вестник МЭИ. – 2022. – № 4. – С. 98–107.
3. Бык Ф.Л. Прогноз и концепция перехода к распределенной энергетике в России / Ф.Л. Бык, П.В. Илюшин, Л.С. Мышкина // Проблемы прогнозирования. – 2022. – № 4 (193). – С. 124–135.
4. Кучеров, Ю.Н. Анализ общих технических требований к распределённым источникам энергии при их интеграции в энергосистему / Ю.Н. Кучеров, П.К. Березовский, Ф.В. Веселов и др. // Электрические станции. – 2016. – № 3 (1016). – С. 2–10.
5. Илюшин, П.В. Подходы к формированию технических требований по участию объектов распределённой генерации в регулировании напряжения в энергосистеме / П.В. Илюшин, П.К. Березовский // Энергетик. – 2019. – № 3. – С. 12–18.
6. Илюшин, П.В. Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, В.О. Самойленко // Промышленная энергетика. – 2019. – № 1. – С. 8–16.
7. Симонов, А.В. Способы обеспечения устойчивой работы ветроэнергетических установок ветровых электростанций в составе отечественных распределительных электрических сетей / А.В. Симонов, П.В. Илюшин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2022. – № 3 (72). – С. 60–70.
8. Симонов, А.В. О предотвращении отключений ветроэнергетических установок при нормативных возмущениях в прилегающей сети / Симонов А.В., Илюшин П.В. // Релейная защита и автоматизация. – 2021. – № 3(44). – С. 70–75.
9. Tsili, M. Review of grid code technical requirements for wind farms» school of Electrical and Computer Engineering / M. Tsili, S. Papathanassiou // Renewable Power Generation. – 2009. – Vol. 3. Is. 3. – PP. 308–332.
10. Симонов А.В. Методика и алгоритм проверки параметров настройки функции LVRT ветроэнергетических установок ветровых электростанций при их интеграции в ЕЭС России / Симонов А.В., Илюшин П.В // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 1(46). – С. 72–81.
11. Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 №449 (ред. от 20.05.2022) «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» (вместе с «Правилами определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии»).
12. ГОСТ Р 58491-2019 «Электроэнергетика. Распределенная генерация. Технические требования к объектам генерации на базе ветроэнергетических установок».

13. ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений».

14. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем». Утверждены приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630. Зарегистрированы в Минюсте России 29.08.2018 № 52023.

15. Правила устройства электроустановок: – 7-е изд. (ПУЭ). – М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007.

16. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 – 29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ.

17. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка. Утверждены Первым заместителем Председателя Правления АО «СО ЕЭС» 27.02.2023 г.

18. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

19. Методические указания по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 6 декабря 2022 г. № 1286. Зарегистрированы в Минюсте России 30 декабря 2022 г. № 71920.

20. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии. Утверждены приказом Минэнерго России от 28.12.2020 № 1195. Зарегистрированы в Минюсте России 27.04.2021 № 63248.

21. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

22. Постановление Правительства РФ от 02.03.2017 № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

23. Симонов, А.В. О моделировании ветровых электростанций для выбора состава и параметров настройки устройств релейной защиты при их интеграции в распределительные сети / А.В. Симонов, П.В. Илюшин // Энергетик. – 2020. – № 12. – С. 49–54.

24. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО-56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007.

25. Илюшин, П.В. Комплексный подход к моделированию устройств РЗ и ПА, расчету уставок и анализу правильности их работы / П.В. Илюшин, Я.М. Королев, А.В. Симонов // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 3 (28). – С. 13–19.
26. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».
27. Стандарт IEEE 519-2014 «IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems». – N.Y.: IEEE, 2014.
28. Фролова, А.В. Обеспечение качества электроэнергии, генерируемой сетевыми ветроэнергетическими установками с различными системами регулирования / А.В. Фролова, А.Г. Васьков // Инновации в сельском хозяйстве. – 2017. – № 2. – С. 148–153.
29. Kocewiak, L.H. Harmonic Aspects of Offshore Wind Farms / L.H. Kocewiak, C.L. Bak, J. Hjerrild // Proceedings of the Danish PhD Seminar on Detailed Modelling and Validation of Electrical Components and Systems. – 2010. – Pp. 40–45.
30. Zubiaga, M. Evaluation of the Frequency Response of AC Transmission Based Offshore Wind Farms / M. Zubiaga, G. Abad, J.A. Barrena, et al // Wind Farm – Impact in Power System and Alternatives to Improve the Integration. Edited by Dr. Suvire G.O. Publisher: InTech. – 2011. – Pp. 65–90.
31. Shi J. Quantitative Analysis of the Interactive Influence for Harmonic Emission in Wind Farms / J. Shi, W. Chen, Wei at all. // Frontiers in Energy Research. – 2021. – Vol. 9. – URL: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.820963/full>
32. Марьенков С.А. Использование суперконденсаторов для повышения надежности работы частотно-регулируемого электропривода / С.А. Марьенков // Евразийский Союз Ученых (ЕСУ). Технические науки. – 2016. – № 5 (26). – С. 58–60.
33. Симонов, А.В. О влиянии параметров схемы выдачи мощности ветровых электростанций на показатели качества электроэнергии в распределительных сетях / А.В. Симонов, П.В. Илюшин // Энергетик. – 2023. – № 6. – С. 22–28.
34. Бутузов, В.А. Российская ветроэнергетика / В.А., Бутузов, П.П. Безруких, С.В. Грибков // Энергетик. – 2021. – № 5. – С. 24–35.

12. ВЭС В СОСТАВЕ ВЕТРОДИЗЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

12.1. Основные положения по ветродизельным энергокомплексам

12.1.1. Назначение и область применения ветродизельных энергокомплексов

Проблема электроснабжения в труднодоступных районах с децентрализованным электроснабжением актуальна не только в России, но и во многих других странах мира.

Практически единственным способом построения децентрализованных систем электроснабжения является использование дизельных электростанций (ДЭС). Расходы на годовую закупку и доставку дизельного топлива для ДЭС для некоторых северных поселков в России составляют более 60% затрат на всю выработанную ими электроэнергию и постоянно растут. Совокупная стоимость электроэнергии в этих районах значительно превышает мировой уровень цен и достигает в некоторых районах более 25 руб/кВт·ч.

Преимуществами дизель-генераторных установок (ДГУ) перед другими видами электрических станций являются:

- высокий КПД (до 0,35-0,4) и, следовательно, малый удельный расход топлива (240-260 г/кВт·ч) (зарубежные – 215 г/кВт·ч);
- полная автоматизация всех технологических процессов, возможность длительной работы без технического обслуживания (до 250 часов и более);
- малый удельный расход воды (или воздуха) для охлаждения двигателей;
- компактность, простота вспомогательных систем и технологического процесса, что позволяет обходиться минимальным количеством обслуживающего персонала;
- небольшие сроки строительства зданий станции и монтажа оборудования (степень заводской готовности 0,8-0,85);
- возможность блочно-модульного исполнения электростанций, сводящая к минимуму строительные работы на месте применения.

Анализ состояния существующих автономных систем энергоснабжения выявил, что наиболее актуальными проблемами, стоящими перед ними, являются:

- ухудшение надежности функционирования автономных систем энергоснабжения, вызванное высоким износом энергетического оборудования и перебоями в доставке топлива (усредненный износ парка дизельных электростанций составляет более 75%);
- высокая стоимость привозного дизельного топлива;
- ограниченное использование местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе нетрадиционных;
- низкая эффективность производства, транспорта и потребления ТЭР;

- высокая себестоимость вырабатываемой электрической энергии;
- кадровое обеспечение;
- защита окружающей среды при использовании энергетического оборудования.

Комбинированное использование ДЭС с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) является решением проблем высокой стоимости топлива и экологической безопасности. Для районов с высокими скоростями ветра (более 5 м/с) наиболее перспективным вариантом комбинирования источников энергии является создание ветродизельных энергокомплексов (ВДЭК). При этом ДЭС обеспечивает гарантированное питание электропотребителей, а ветроэнергетические установки (ВЭУ) позволяет сократить затраты на топливо и снизить вредные выбросы в окружающую среду. Также в составе ВДЭК могут находиться преобразователи электроэнергии, аккумуляторы и балластная нагрузка.

Минимальная нагрузка, с которой могут работать отечественные ДГУ, обычно указывается производителем в паспорте оборудования и составляет 20–30% от номинальной мощности ДГУ. Однако на практике после длительной эксплуатации ДГУ ее минимальная нагрузка составляет 40–70% от номинальной мощности.

ВДК универсальны в применении, имеют неплохие технико-экономические характеристики, обеспечивают надежное энергоснабжение различных автономных потребителей.

Преимущества ВДЭК:

- снижение затрат на дорогостоящее дизельное топливо и масло для ДЭС, за счет замещения выработки ДЭС – экономия расходов местного бюджета и потребителей в удаленных районах;
- сдерживание тарифа на электроэнергию за счет учета в тарифе ветроэнергетической выработки с более низкими операционными затратами;
- замещение высоко изношенных объектов генерирующего хозяйства современным энергоэффективным экономичным оборудованием. Улучшение экологической ситуации и снижение вреда окружающей среде;
- повышение надежности энергоснабжения – срок службы оборудования составляет от 20 лет.

Внедрение ветродизельных комплексов в России, прежде всего, связано с повышенным интересом, который проявляет государство к развитию Арктики. Так, постановлением Правительства РФ №484 была утверждена Государственная программа РФ «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» [1], в соответствии с которой планируется развитие инфраструктуры действующих и создание новых портов и сопутствующей инфраструктуры трассы Северного морского пути, которая нуждается в надежном, энергетически и экономически эффективном энергоснабжении, оказывающем минимальное негативное воздействие на окружающую среду. Утвержденная Распоряжением Правительства

РФ №1209-р «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года» предполагает развитие увеличение установленной мощности электростанций на базе возобновляемых источников энергии в изолированных энергетических системах Сибири и Дальнего востока со 128,3 МВт в 2025 году до 166,3 МВт в 2035 году [2].

В соответствии с постановлением Правительства РФ №1473 «Об утверждении комплексной государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» [3] ведется разработка проектов и строительство энергокомплексов на основе использования традиционных и возобновляемых источников энергии. Региональные программы повышения энергетической эффективности, предполагающие создание энергетических комплексов с использованием ВИЭ, приняты в Камчатском крае, Ненецком автономном округе, Республике Саха – Якутия, Ямало-Ненецком автономном округе и других северных субъектах России.

12.1.2. Степень использования ВЭС по мощности и энергии в составе ветродизельных энергокомплексов

Степень использования ВЭС (всех ВЭУ) по мощности в составе ВДЭК определяется как отношение установленной мощности ВЭС в составе ВДЭК – $N_{ВЭС}^{уст.}$ (в кВт), к максимально возможной электрической нагрузке потребителя – $N_{пот.}^{max}$ (в кВт):

$$\text{Степень использования ВЭС по мощности} = \frac{N_{ВЭС}^{уст.}}{N_{пот.}^{max}} \quad (12.1)$$

Степень использования ВЭС по мощности в первую очередь является технической мерой, поскольку она значительно определяет параметры оборудования, компоненты и принципы управления, которые должны применяться в ВДЭК.

Степень использования ВЭС по энергии в составе ВДЭК или доля вытеснения ДЭС по энергии, определяется как отношение среднесуточной выработки ВЭС в составе ВДЭК – $\mathcal{E}_{ВЭС}$ (в кВт·ч), к среднесуточной энергии потребителя – $\mathcal{E}_{пот.}$ (в кВт·ч):

$$\text{Степень использования ВЭС по энергии} = \frac{\mathcal{E}_{ВЭС}}{\mathcal{E}_{пот.}} \quad (12.2)$$

Доля вытеснения ДЭС – это в первую очередь показатель экономичности, поскольку он определяет осреднённую стоимость энергии ВДЭК, указывающий, какая часть от общей генерации ВДЭК приходится на ВЭС.

Степень использования ВЭС по энергии в составе ВДЭК зависит от:

- энергетического потенциала ресурса ветра;
- синхронности (совпадения) графика скорости ветра и графика нагрузки потребителя;
- соотношения между установленными мощностями ВЭС и ДЭС.

В таблице 12.1 приведены степени использования ВЭУ по мощности и выработке в составе ВДЭК, а в табл. 12.2 приведены примеры ВДЭК с высокой долей вытеснения ДЭС по энергии [4].

Таблица 12.1

Уровни использования ВЭС по установленной мощности и среднегодовой выработке в составе ВДЭК

Степень	Особенности	Степень использования ВЭС, %	
		По мощности	По энергии
Низкий	ДЭС работает постоянно	<50	<20
	ВЭС разгружает ДЭС		
	ВЭС участвует в покрытии основной нагрузки		
	Отсутствует общая система управления		
Средний	ДЭС работает постоянно	50–100	20–50
	При больших скоростях ветра: подключаются вторичные нагрузки или/и снижается выработка на ВЭС		
Высокий	Требуется относительно простая система управления	100–400	50–150
	При больших скоростях ветра: ДЭС отключается		
	Необходимы дополнительные решения для регулирования частоты и напряжения		
	Требуется сложная система управления		

Таблица 12.2

ВДЭК с высокой долей вытеснения ДЭС по энергии

Название	Территория, государство	Год ввода	Установ. мощность, ДЭС/ВЭС, кВт	Вспомогательное оборудование	Степень замещ., %
Mawson St.	Антарктида	2003	480/600	Инерционный накопитель 500 кВт, 3×96 кВт бойлеры	65
Flores Island	Португалия	2010	–/680	Инерционный накопитель	60
Denham	Австралия	2000	1970/ 990	100 кВт динамич. СК	50
San Nicolas Island	США, Аляска	2009	3500/700	1 МВт·ч АКБ	–
Over Yonday Cay	США, Аляска	–	250/ 300+ СЭС – 415	3,2 МВт·ч АКБ	80
Saint-Paul	США, Аляска	2007	300/775	Бойлер	54,8
Ramea, Newfoundland	Канада	2003	–/ 300 + ГЭС – 900	Водородный АКБ, гидролизер	30–60
п. Никольское, о. Беринга	Россия	2013	876/ 550	Бойлер 90 кВт	70

Рассмотрим влияние синхронности (совпадения) графика скорости ветра и графика нагрузки (ГН) потребителя на уровень использования ВЭС по выработке в составе ВДЭК. В качестве критерия совпадения суточного графика нагрузки с суточным графиком поступления ветрового ресурса вводим среднеквадратичное отклонение за j сутки среднечасовых значений мощности ГН от рабочей мощности ВЭС – r_j , рассчитываемое по формуле (12.3):

$$r_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} (K_{N_{ВЭСi}} - K_{N_{потр.i}})^2}{24}}, [\text{о. е.}], \quad (12.3)$$

где i ($i = 1, 2, \dots, 24$) – номер часа в j -е сутки ($j = 1, 2, \dots, 365$), $K_{N_{ВЭСi}}, K_{N_{потр.i}}$ – среднечасовые нормируемые значения мощности ГН и мощности ВЭС относительно среднесуточных значений мощности и определяемые по формулам для каждого i -го часа j -суток года:

$$K_{N_{ВЭСi}} = \frac{N_{ВЭСi}}{\bar{N}_{ВЭС}}, \quad (12.4)$$

где $\bar{N}_{ВЭС} = \frac{\sum_{i=1}^{24} N_{ВЭСi}}{24}$, [кВт] – среднесуточная мощность ВЭС.

$$K_{N_{потр.i}} = \frac{N_{потр.i}}{\bar{N}_{потр.}}, \quad (12.5)$$

где $\bar{N}_{потр.} = \frac{\sum_{i=1}^{24} N_{потр.i}}{24}$, [кВт] – среднесуточная мощность потребителя.

Соответственно вытесняемая суточная энергия ДЭС будет равна суточной энергии ВЭУ, определяемой по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{выт.}j}^{\text{ДЭС}} = \mathcal{E}_{ВЭСj} = \sum_{i=1}^{24} N_{ВЭСi} \Delta t_i, [\text{кВт} \cdot \text{ч}], \quad (12.6)$$

где $\Delta t_i = 1$ час.

Доля заменяемой суточной энергии ДЭС выработкой ВЭС определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{выт.}j} = \frac{\mathcal{E}_{ВЭСj}}{\mathcal{E}_{потрj}} \cdot 100\%, [\%]. \quad (12.7)$$

Пример. Были проведены расчеты по данным ВДЭК п. Усть-Камчатск (Камчатский край) и с. Новиково (Сахалинская область). Исходными данными являлись фактические ряды часовых значений потребления электрической энергии и выработки ВЭС: для ВДЭК п. Усть-Камчатск за 2017 г., полученные по данным системы управления балластной нагрузкой ВДЭК и сбора информации Fuji MicroGrid System; для ВДЭК с. Новиково за 2017–2018 гг., полученные по данным системы АСУ ВДЭК с. Новиково. По полученным в результате расчетов эмпирическим данным (r_j и $\mathcal{E}_{\text{выт.}j}$) были получены аналитические зависимости $r(\mathcal{E}_{\text{выт.}})$ (рис. 12.1) [4]:

- для ВДЭК п. Усть-Камчатск: $r = 0,18 \cdot \mathcal{E}_{\text{выт.}}^{-0,453}$ при $R = 0,7$;
- для ВДЭК с. Новиково: $r = 0,35 \cdot \mathcal{E}_{\text{выт.}}^{-0,47}$ при $R = 0,89$.

Анализ характеристик r_j от $\mathcal{E}_{\text{выт. } j}$ (рис. 12.1) выявил, что доля замещения ДЭС зависит от совпадения графика нагрузки с графиком поступления ветрового ресурса. Также было замечено, что при постоянных значениях r_j доля замещения ДЭС меняется в широком диапазоне, на что влияет второй фактор – интенсивность ветровых ресурсов. Так, например, при $r_j = 0,1$ по данным ВДЭК п. Усть-Камчатск в зависимости от интенсивности ветровых ресурсов доля замещения ДЭС меняется от 10% до 25%.

Сопоставив аппроксимирующие зависимости r_j от $\mathcal{E}_{\text{выт. } j}$ для двух объектов (рис. 12.1) можно сделать вывод, что существенное расхождение этих зависимостей наблюдается при малой степени замещения ДЭС (до 5 %) и зависит в первую очередь от разного характера несовпадения графика нагрузки и выработки ВЭС. При увеличении степени замещения ДЭС аппроксимирующие зависимости сближаются, т.е. на степень замещения ДЭС в первую очередь влияет интенсивность ветрового потока.

Проанализируем влияние интенсивности ветрового ресурса на суточную выработку ВЭС и соответственно на суточный коэффициент использования установленной мощности ВЭС $K_{\text{иум}j}$, который для рассматриваемого состава ВЭС будет меняться только от интенсивности ветра. Предварительно рассчитаем $K_{\text{иум}j}$ для каждого суток года по формуле (12.8):

$$K_{\text{иум}j} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ВЭС}j}}{N_{\text{ВЭС}}^{\text{уст.}} \cdot 24}, \quad (12.8)$$

где $N_{\text{ВЭС}}^{\text{уст.}}$ – установленная мощность ВЭС, $\mathcal{E}_{\text{ВЭС}j}$ – суточная выработка ВЭС.

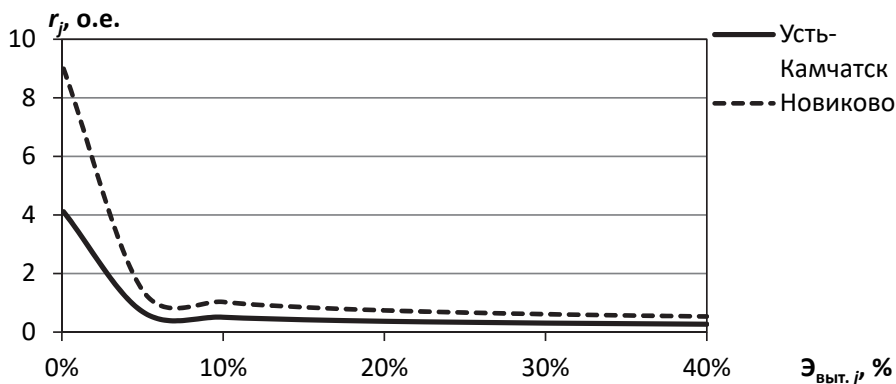


Рис. 12.1. $r(\mathcal{E}_{\text{выт.}})$ по данным ВДЭК п. Усть-Камчатск и с. Новиково

На рисунке 12.2 представлены эмпирическая и аппроксимирующая зависимости $\mathcal{E}_{\text{выт},j}$ от $K_{\text{иум},j}$ по данным за 2017 год ВДЭК с. Новиково Сахалинской области. Видно, что степень замещения ДЭС увеличивается с увеличением интенсивности ветровых ресурсов. Однако при одной и той же интенсивности ветровых ресурсов доля вытеснения также меняется в некотором диапазоне, на что влияет первый фактор – совпадение графика нагрузки с графиком поступления ветрового ресурса.

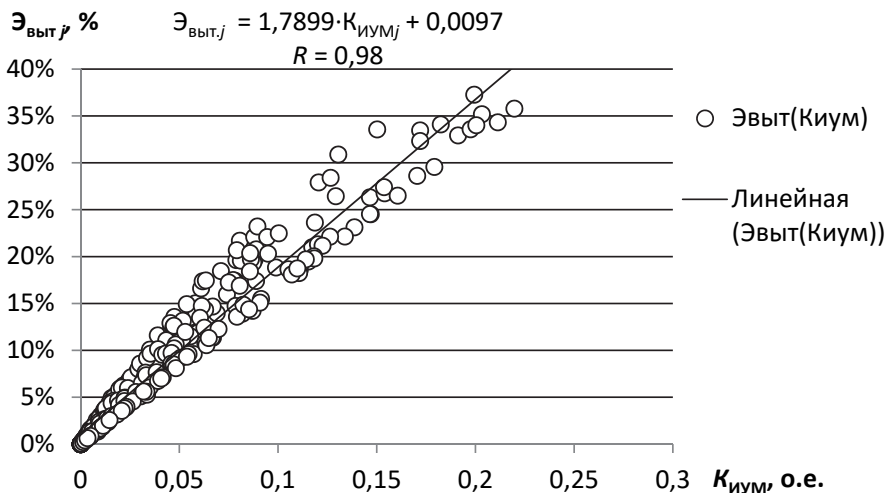


Рис. 12.2. Эмпирическая и аппроксимирующая зависимости $\mathcal{E}_{\text{выт},j}$ от $K_{\text{иум},j}$ по данным ВДЭК с. Новиково Сахалинской области

12.1.3. Коэффициент полезного действия ветродизельного энергокомплекса

Энергетическая эффективность работы ветродизельных комплексов зависит от ряда факторов: ветрового режима, графика нагрузки децентрализованной системы электроснабжения, соотношения между установленными мощностями ВЭС и ДЭС, степени совершенства структуры энергетических установок автономной системы электроснабжения (АСЭС) и законов управления энергоисточниками, образующими энергокомплекс.

Под критерием энергоэффективности ВДЭК понимают полный коэффициент полезного действия (КПД) комплекса $\eta_{\text{ВДЭК}}$, определяемый коэффициентами полезного действия ВЭС и ДЭС. На КПД ДЭС оказывают влияние многие факторы: параметры окружающей среды, конструктивные особенности и параметры собственно двигателя, характеристики топлива. Количественное влияние перечисленных факторов, особенно для конкретного двигателя, относительно невелико по сравнению с коэффициентом загрузки ДВС – K_3 . Коэффициент

загрузки ДВС, работающего в ВДЭК, определяется графиком нагрузки автономной системы электроснабжения и ветровыми условиями. Графическая зависимость $\eta_{дэс}$ от K_3 показана на рис. 12.3 [5].

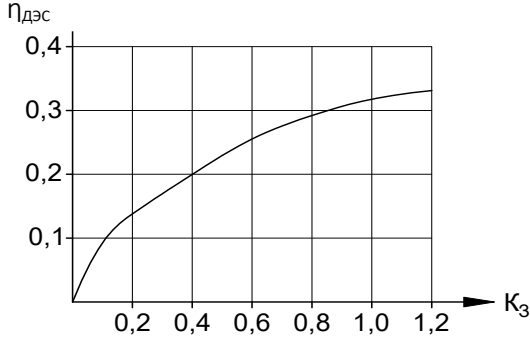


Рис. 12.3. Зависимость $\eta_{дэс}$ от K_3

Степень использования ВЭС энергии ветра в первую очередь определяется коэффициентом использования энергии ветра C , который зависит от типа ветродвигателя и режима его работы. Для современных ветродвигателей величина C не превышает значений 0,45–0,5.

Стремление повысить энергоэффективность ВЭУ приводит к тому, что в диапазоне скорости ветра от пусковой (V_{min}) до расчетно-номинальной (V_H) ВЭУ работает с максимальным значением $C = C_H$, а с дальнейшим ростом скорости ветра включается система аэродинамического регулирования, и C уменьшается (рис. 12.4). Режим работы с переменным значением $C = var$ обеспечивает постоянство генерируемой мощности ВЭС [5].

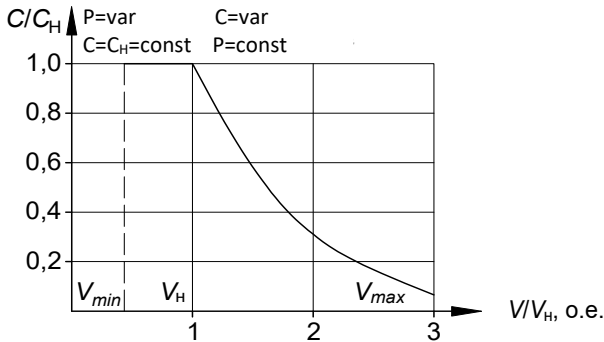


Рис. 12.4. Зависимость коэффициента использования энергии ветра ВЭУ от его скорости

Сравнивая зависимости КПД ДЭС и ВЭС в функции от определяющих факторов: коэффициента загрузки и скорости ветра, следует отметить меньшее максимальное значение $\eta_{ВЭС}$ и значительное его снижение при работе ВЭС со скоростью ветра большей номинально-расчетной [6]. В результате значение $\eta_{ВДЭК}$ уменьшается по сравнению с $\eta_{ДЭС}$ во всех режимах, а особенно значимо при скоростях ветра, превышающих номинально-расчетную. Соответственно увеличение мощности ВЭС относительно ДЭС приводит к снижению результирующего $\eta_{ВДЭК}$, что иллюстрируется рис. 12.5: зависимости $\eta_{ВДЭК_1}$ при мощности ВЭС 20% от ДЭС и $\eta_{ВДЭК_2}$ при увеличении мощности ВЭС до 40% [5].

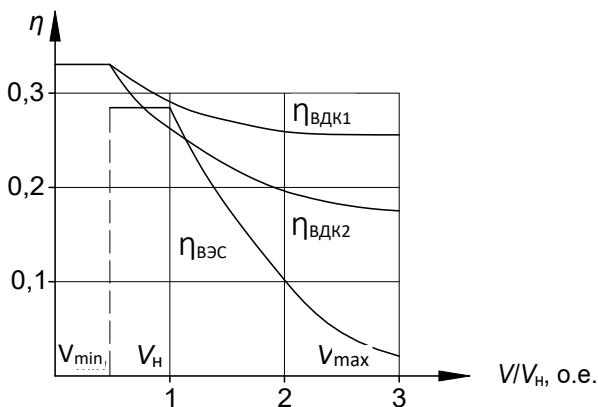


Рис. 12.5. Зависимости $\eta_{ВЭС}$, $\eta_{ВДЭК_1}$, $\eta_{ВДЭК_2}$ от скорости ветра

12.2. Структурные схемы ветродизельных энергокомплексов

Основные варианты структурных схем ветродизельных комплексов представлены на рис. 12.6–12.9.

На рисунке 12.6 показана структурная схема ВДЭК в составе ДЭС, ВЭС, выпрямительно-инверторного преобразователя частоты (В – выпрямитель, И – инвертор), распределителя РУ и нагрузки Н.

В зависимости от ветровых условий, ВЭС в энергокомплексе может использоваться, как вспомогательный источник энергии. Если ветровой потенциал не достаточен для эффективного энергоснабжения потребителя, то ВЭС и ДЭС работают параллельно на общую нагрузку. В периоды безветрия и ураганов ВЭС отключается, и в этом случае энергоснабжения потребителя происходит за счет ДЭС. В диапазоне рабочей скорости ветра (от минимальной пусковой до расчетной)

ВЭС работает с переменной частотой вращения, что обеспечивает выработку максимальной мощности. При увеличении скорости ветра вплоть до максимального значения, ВЭС работает в режиме постоянства мощности с переменным значением коэффициента использования ветра [7]. ДЭС, соответственно, дополняет недостающую часть мощности и энергии, необходимые для потребителя в соответствии с его графиком нагрузки и с конкретными ветровыми условиями. Соотношение мощностей ВЭС и ДЭС может быть различным при соблюдении очевидного условия: мощность ВЭС не должна превышать мощность ДЭС.

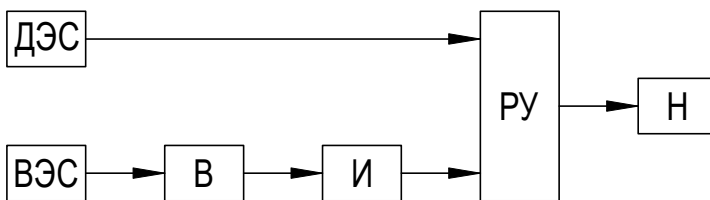


Рис. 12.6. Структурная схема ВДЭК

В зонах с большим ветровым потенциалом мощность ВЭС и ДЭС могут быть близки или равны. Кроме совместной работы на общую нагрузку, в этом режиме предусматривается возможность отключения ДЭС на периоды полного покрытия мощности нагрузки ВЭС.

Вариант ВДЭК с основным энергоисточником – ВЭС целесообразен для высокопотенциальных ветровых зон. Для этого варианта ВДЭК мощность ДЭС может быть меньше чем ВЭС, а для создания запаса энергии целесообразно включение в схему аккумуляторной батареи (АБ) (рис. 12.7). АБ может входить в состав собственно ВЭС, а дизельная электростанция, вместе с ВЭС, обеспечивает необходимый уровень мощности нагрузки.

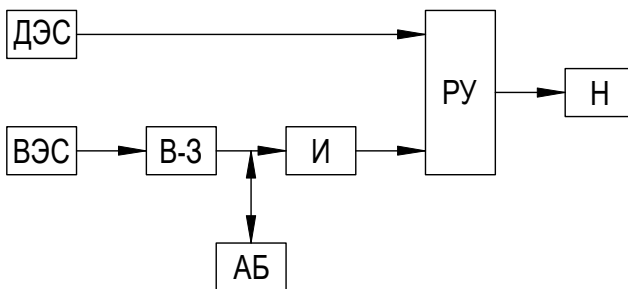


Рис. 12.7. Схема ВДЭК с основным энергоисточником – ВЭС и аккумуляторной батареей

В этом варианте ВДЭК блок выпрямления переменного напряжения ветроэлектростанции приобретает дополнительные функции по обеспечению зарядки АБ, что отражено в его обозначении на схеме: В-З (выпрямительно-зарядное устройство).

Для подзарядки аккумуляторной батареи в периоды безветрия может использоваться двигатель внутреннего сгорания (рис. 12.8).

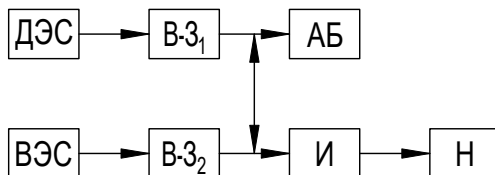


Рис. 12.8. Схема ВДЭК с подзарядкой АБ от ДЭС

Особенностью последнего варианта схемы является работа ДЭС на выпрямительную нагрузку, что позволяет отказаться от стабилизации частоты напряжения ДЭС.

Использование статических преобразователей частоты позволяет строить ВДЭК, предусматривающие совместную работу ВЭС и ДЭС равной или близкой мощности (рис. 12.9).

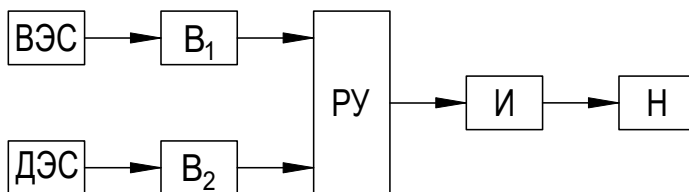


Рис. 12.9. Схема ВДЭК, предусматривающая параллельную работу ВЭС и ДЭС

В данном варианте ВДЭК ветровая и дизельная станции работают в режимах переменной частоты вращения и, соответственно, переменной генерируемой мощности. Для ВЭС это позволяет реализовать режим максимального использования энергии ветра. Для ДЭС – возможность снижать частоту вращения агрегата с уменьшением необходимой генерируемой мощности, что позволяет снижать расход топлива. Логика работы схемы строится на максимальном использовании энергии ВЭС с целью экономии топлива ДЭС, генерирующей недостающую мощность для обеспечения потребителей. Режим работы ДЭС с переменными оборотами более эффективен, поскольку не требует расхода топлива на поддержание

постоянной частоты вращения ДГУ. Кроме экономии топлива, режим двигателя обеспечивает увеличение его ресурса. Универсальным критерием эффективности автономной системы энергоснабжения при этом является полный КПД системы, который в свою очередь определяется коэффициентами полезного действия генерирующих элементов и преобразователей электроэнергии, которые, в свою очередь, определяются многими режимными конструктивными факторами [8].

12.3. Проектирование ветродизельных энергокомплексов

12.3.1. Этапы проектирования ВДЭК

Основные этапы проектирования ВДЭК включают.

1. Оценку целесообразности применения ВЭУ.

Целесообразность применения ВЭУ определяется двумя основными факторами: потенциалом ветровой энергии местности расположения объекта и графиком электрической нагрузки (ГН) объекта.

Вывод о целесообразности применения ВЭУ делается после сравнения графика вырабатываемой мощности ВЭУ с графиком нагрузки объекта.

2. Выбор мощностей ВЭС и ДЭС.

Выбор мощностей ВЭС и ДЭС производится на основе данных о ГН и потребления электроэнергии объектом.

Групповой ГН объекта строится суммированием индивидуальных ГН отдельных потребителей объекта. При этом мощность ДЭС должна покрывать всю потребляемую мощность, чтобы в периоды безветрия электроснабжение потребителей не прерывалось.

На этапе проектирования необходимо не только выбрать мощности источников питания, но и определить оптимальное соотношение их мощностей. Для экономии дизельного топлива в периоды работы ВЭУ рекомендуется, чтобы мощность ВЭУ покрывала 50% потребляемой мощности объекта.

3. Разработка структурной схемы ВДЭК.

Для эффективной работы ВДЭК схема сопряжения источников и нагрузки должна позволять осуществлять три режима работы, когда потребляемая объектом мощность обеспечивается:

- ВЭС;
- ДЭС;
- параллельной работой ВЭС и ДЭС.

Наиболее распространенными схемами, позволяющими ВДЭК осуществлять данные режимы, являются схемы сопряжения источников с шиной переменного или постоянного тока. Выбор схемы производится с учетом требований к качеству выдаваемой электроэнергии и стоимости проекта.

4. Выбор единичной модели ВЭУ и ДГУ.

Основными параметрами при выборе модели ВЭУ являются:

- установленная мощность;
- стартовая скорость ветра;
- стоимость;
- тип генератора.

Величина пусковой скорости ветра накладывает ограничения на выбор модели ВЭУ в местах с небольшой и нестабильной скоростью ветра (например, где скорость ветра носит сезонный характер или в определенный продолжительный период времени отсутствует). Рекомендуется выбирать ВЭУ одной модели для более удобного обслуживания.

Выбор модели ДГУ зависит от мощности, расхода топлива, условий эксплуатации и стоимости. Работа ДГУ со значительной недогрузкой недопустима, поэтому рекомендуется выбирать несколько дизельных генераторов, для возможности отключения части неработающих установок в часы минимума нагрузки. Также при выборе модели ДГУ следует учитывать ограничение по режиму работы ДГУ – минимальная нагрузка, с которой могут работать отечественные ДГУ, обычно указывается производителем в паспорте оборудования и составляет 20–30% от номинальной мощности ДГУ. Однако на практике после длительной эксплуатации ДГУ ее минимальная нагрузка составляет 40–70% от номинальной мощности.

12.3.2. Цели и влияющие факторы создания ВДЭК

Цели создания ВДЭК при интеграции ВЭС в состав существующего энергокомплекса (ЭК) на базе ДЭС и при вновь создаваемом ВДЭК различаются. Основная цель при внедрении ВЭС в состав ЭК на базе ДЭС с уже существующими генерирующими и распределительными системами – минимизация стоимости энергии за счет уменьшения потребления топлива и увеличение мощности системы для восприятия растущих потребностей в энергии. Вновь создаваемый ВДЭК реализуются как рентабельная альтернатива другим вариантам, например, удлинение распределительной сети.

При проектировании ВДЭК следует тщательно изучить и рассмотреть следующие факторы, влияющие на структуру и состав оборудования ВДЭК.

1. Энергетический потенциал ресурса ветра, а также график изменения скорости ветра во времени (суток, года).

Интенсивность ветрового ресурса и график его изменения во времени влияют на целесообразность ВЭС, а также потребностей в аккумулировании энергии.

2. Состав потребителей и график нагрузки потребителя.

Величина и вид графика нагрузки объекта определяют вид регулирующих способностей, потребности в аккумуляции энергии и алгоритм системы управления.

3. Совпадение графика прихода ресурса ветра и графика нагрузки потребителя.

4. Соотношения между установленными мощностями ВЭС и ДЭС.
5. Степени совершенства структуры ВДЭК и алгоритмов управления.
6. Местные условия.

В существующих ЭК потребление топлива и электрические характеристики ДЭС определяют экономику ВДЭК, состав оборудования ВЭС и систему управления. Вновь создаваемых ВДЭК происходит выбор оборудования ВЭС и ДЭС с учетом ГН потребителя.

Формирование структуры ВДЭК состоит из двух основных этапов: формирование состава и структуры ДЭС и формирование состава и структуры ВЭС.

12.3.3. Условия выбора мощности ДГУ и ДЭС в составе ВДЭК

Мощность ДЭС и необходимое количество ДГУ в локальном ЭК определяется характеристиками нагрузок потребителей, напряжением и точностью его регулирования, родом и частотой тока, условиями эксплуатации, необходимой степенью автоматизации и т.д. По этим факторам выбирается состав оборудования ДЭС с одним или несколькими ДГУ. Мощность ДЭС должна быть не меньше зимнего максимума нагрузки. Состав ДЭС определяется в зависимости от максимальной нагрузки потребителя.

При выборе состава оборудования ДЭС должны выполняться следующие требования:

- суммарная мощность ДГУ должна быть на 25% больше суточного максимума нагрузки потребителя $P_{\text{пот.}}^{\text{max}}$;
- загрузка ДГУ рекомендуется в пределах 25–80% относительно номинальной мощности;
- условия эксплуатации ДГУ должны соответствовать климатическим условиям местности;
- количество ДГУ должно быть избыточным для возможности проведения текущего и капитального ремонтов;
- для удобства обслуживания желательно выбирать ДГУ одинакового типоразмера, но при этом состав ДЭС определяется исходя из необходимости обеспечения наибольшей экономичности при совместной работе ВЭУ и ДЭС. Для обеспечения наибольшего диапазона регулирования ДЭС на объектах (потребителей) с небольшой нагрузкой (менее 500 кВт) обычно рекомендуется устанавливать не менее двух рабочих ДГУ. Для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей необходимо постоянно поддерживать в работе как минимум одну ДГУ, даже при полном электроснабжении от ВЭУ. Потери дизельного топлива при работе на холостом ходу незначительны и при расчетах не учитываются. Установка в ДЭС нескольких ДГУ позволит увеличить диапазон регулирования выработки ДЭС, тем самым снизится потребление топлива ДЭС при малых нагрузках (во время большой выработки от ВЭУ).

Выбор единичной мощности ДГУ производится в соответствии с условием:

$$(\% \text{ мин. загр./100}) \cdot N_{\text{ДГУ}}^{\text{уст.}} < P_{\text{пот.}}^{\text{мин}}, \quad (12.9)$$

где $N_{\text{ДГУ}}^{\text{уст.}}$, кВт – установленная мощность единичной ДГУ; $P_{\text{пот.}}^{\text{мин}}$ – минимальная нагрузка потребителя; % мин. загр. – минимальная рабочая мощность ДГУ, обычно указывается в паспортных данных и составляет от 20% до 30% от номинальной мощности ДГУ.

Выбор одинакового количества ДГУ $n_{\text{ДГУ}}$ в составе ДЭС производится по формуле:

$$n_{\text{ДГУ}} = \frac{(1,1 - 1,25) \cdot P_{\text{пот.}}^{\text{max}}}{N_{\text{ДГУ}}^{\text{уст.}}}, \quad (12.10)$$

где $P_{\text{пот.}}^{\text{max}}$ – максимальная нагрузка потребителя.

Расчитанное значение $n_{\text{ДГУ}}$ следует округлять до ближайшего большего числа.

Пример. Дано: $P_{\text{пот.}}^{\text{max}} = 600$ кВт, $P_{\text{пот.}}^{\text{мин}} = 500$ кВт.

Определите максимально возможную единичную мощность ДГУ $N_{\text{ДГУ}}^{\text{уст.}}$ с минимальной загрузкой (% мин. загр.) не ниже 20% от номинальной мощности и их минимальное количество $n_{\text{ДГУ}}$ в составе ДЭС.

Расчет максимально возможной единичной мощности ДГУ проводим по формуле (2.1): $N_{\text{ДГУ}}^{\text{уст.}} < \frac{P_{\text{пот.}}^{\text{мин}}}{\% \text{ мин. загр./100}} = \frac{500}{0,2} = 2500$ кВт.

Определение минимального количества ДГУ в составе ДЭС проводим по формуле (2.1): $n_{\text{ДГУ}} = \frac{1,2 \cdot P_{\text{пот.}}^{\text{max}}}{N_{\text{ДГУ}}^{\text{уст.}}} = \frac{1,2 \cdot 600}{2500} = 0,29$ и округляем до ближайшего большего числа – 1.

Ответ: Максимально возможная единичная мощность ДГУ – 2500 кВт при минимальном количестве ДГУ в составе ДЭС – 1 установка.

12.3.4. Критерии и требования, учитываемые при выборе ВЭУ

При использовании ВЭС в ВДЭК с установленной мощностью существенно меньше минимума нагрузки потребителей вытеснение топливной составляющей из энергобаланса системы будет небольшим и внедрение ВЭУ будет малоэффективным.

Установка ВЭУ, соизмеримой с мощностью максимума нагрузки системы, или мощностью, превышающей мощность максимума нагрузки системы, приведет к тому, что не вся электроэнергия, выработанная ВЭУ, будет израсходована – появляется так называемая свободная электроэнергия. При большом количестве свободной электроэнергии часть ВЭУ подлежит принудительному останову в период сильного ветра. Следовательно, и удельная выработка ВЭС уменьшается, что ведет к росту себестоимости производства электроэнергии.

Для выбора мощности ВЭС необходимо знать график нагрузки потребителей, состав и характеристики ДГУ в ДЭС, характеристики ветроэнергетического кадастра в исследуемом регионе, а также некоторые климатические и географические характеристики, влияющие на распределение графика нагрузки.

На предварительном этапе выбора марок ВЭУ в качестве основных технических требований следует учитывать [9]:

- единичную номинальную мощность ВЭУ с учетом возможности транспортировки и монтажа;

- климатическое исполнение в соответствии с ГОСТ Р 51991-2002 [10];

- класс безопасности ВЭУ в соответствии с ГОСТ Р 54418.2-2014 [11] (МЭК 61400-2) [12] для ВЭУ с номинальной мощностью до 100 кВт и ГОСТ Р 54418.1-2012 [13] (МЭК 61400-1) [14] для ВЭУ с номинальной мощностью выше 100 кВт.

Суммарная мощность интегрируемой ВЭС зависит от множества факторов, но в первую очередь от цели интеграции ВЭС в состав ВДК. Это также влияет и на выбор единичной номинальной мощности ВЭУ, которая в ЭК выбирается на основании предварительного анализа данных по минимальным, средним и пиковым нагрузкам потребителя, а также оценивается транспортная доступность и возможность монтажа. Возможность доставки до стройплощадки и монтажа ВЭУ по массогабаритным параметрам в условиях слаборазвитой инфраструктуры и сложного рельефа могут быть определяющими факторами при выборе единичной мощности ВЭУ.

Окончательно выбор единичной мощности ВЭУ производится из ряда предварительно намеченных вариантов на основе технико-экономического обоснования:

- по условиям и стоимости поставки ВЭУ и их сервисного обслуживания (на основании предложений, полученных от производителей ВЭУ);

- по условиям доставки оборудования и материалов для строительства объектов ВЭС;

- на основе затрат на создание фундаментов, технологических проездов, монтажных площадок, монтаж ВЭУ и системы электрических соединений ВЭС;

- по уровню выработки электроэнергии ВЭС на базе каждой из этих моделей ВЭУ (по результатам проведения ветроэнергетических расчетов);

- по результатам расчётов замещения выработки ДЭС выработкой ВЭС;

- по результатам итогового экономического сравнения (расчёты с учётом затратной и доходной составляющих проекта).

Для предварительно отобранных марок ВЭУ необходимо провести проверку с учетом особенностей климата на площадке ВДЭК и исключить варианты, не подходящие по климатическому исполнению в соответствии с ГОСТ Р 51991-2002 [10]. Данный стандарт учитывает следующие факторы, воздействие которых ВЭУ должны допускать в процессе эксплуатации:

- интенсивность дождя;

- наличие снега, росы, града и гололеда;

- плотность теплового потока солнечной радиации;

- наличие соляного тумана и плесневых грибов;
- запыленность воздуха;
- скорость ветра при двухминутном порыве;
- температуры воздуха для различных вариантов климатического исполнения: УХЛ – (–50°С); У – (–30°С); Т – (–10°С).

Более подробно выбор ВЭУ по климатическому исполнению описывается в разделе 8.6.2 главы 8 данного учебника.

Класс безопасности ВЭУ на высоте оси ветроколеса характеризуется экстремальной скоростью порывов ветра за 50-летний период наблюдений, а подкласс ВЭУ – турбулентностью.

В соответствии с ГОСТ Р 54418.2-2014 [11] выделяются три класса безопасности ВЭУ на основании параметров экстремальной скорости ветра и турбулентности. В соответствии с ГОСТ Р 54418.1-2012 [13] выделяются четыре класса безопасности ВЭУ на основании параметров экстремальной скорости ветра, среднегодовой скорости ветра и турбулентности.

Как правило, на начальных стадиях проектирования данные по турбулентности на разной высоте отсутствуют, так как эта информация может быть получена только после проведения ветромониторинга. Поэтому на ранних этапах проектирования проверка вариантов ВЭУ по классу безопасности проводится только по одному параметру – экстремальной скорости ветра.

Более подробно выбор ВЭУ по классу безопасности описывается в разделе 8.6.3 главы 8 данного учебника.

12.3.5. Выбор оптимального состава оборудования ВДЭК

Существуют различные частные критерии выбора оптимального оборудования в составе ВДЭК, например:

- максимальное замещение выработки ДЭС выработкой ВЭС, т.е. минимальная вырабатываемая энергия ДЭС, $E_{ДЭС} \rightarrow \min$, что обеспечивает минимальный расход топлива B_T ;
- минимум приведенных затрат на сооружение ВДЭК;
- минимальный срок окупаемости ВДЭК;
- минимальная себестоимость электроэнергии, вырабатываемая ВДЭК;
- минимальное влияние на окружающую среду и т.д.

В процессе поиска оптимального состава оборудования ВДЭК приходится учитывать ряд не зависящих друг от друга показателей. Некоторые показатели имеют вероятностный характер (ветроэнергетический потенциал, интенсивность отказов и т.д.), многие показатели имеют различную размерность (себестоимость электроэнергии, надежность, объем завозимого топлива и т.д.), некоторые показатели ни имеют численной меры (удобство эксплуатации, экологичность, условия

монтажа и т.д.). Для совместного анализа количественных и качественных показателей используются методы многокритериальной оптимизации. Многокритериальные задачи оптимизации решаются на основе представления ВДЭК сложной системой, для которой характерны множество целей функционирования и неопределенность части исходной информации. Многокритериальный подход означает оценку и выбор лучшего варианта одновременно по нескольким критериям. При поиске оптимума для учета всех факторов используется многокритериальный анализ технических решений (метод факторного эксперимента, метод Бокса-Уилсона) [15, 16, 17], позволяющий учесть ряд независимых друг от друга факторов при проектировании ВДЭК. Решение задач оптимизации по многокритериальным моделям в условиях неопределенности исходной информации возможно на основе теории принятия решений [17, 18, 19].

Структурная схема оптимизации оптимального состава оборудования ВДЭК представлена на рис. 12.10.

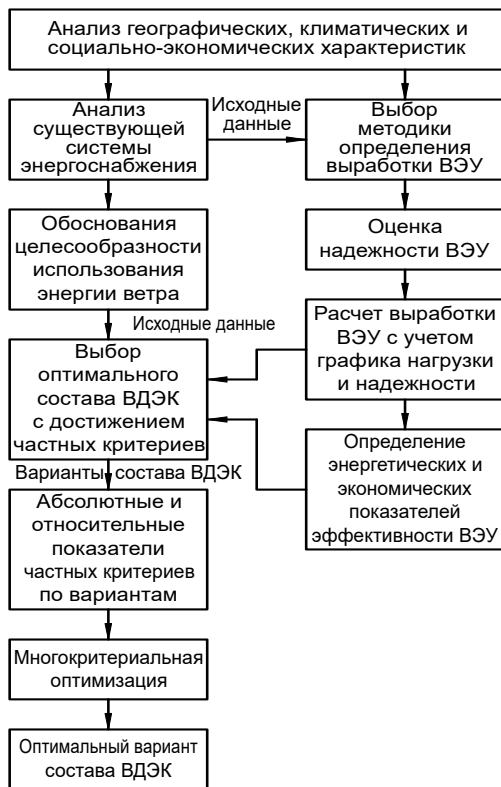


Рис. 12.10. Структурная схема оптимизации оптимального состава оборудования ВДЭК

12.3.6. Итоговые показатели энергетической эффективности ВДЭК

Итоговыми показателями энергетической эффективности ВДЭК являются [9]:

- годовое и среднемесячные значения выработанной ВЭС и ДЭС электроэнергии;
- годовое и среднемесячные значения расхода топлива на ДЭС;
- минимальное среднечасовое значение свободной энергии;
- коэффициент использования установленной мощности ВЭС;
- число часов работы ВЭС и ДЭС.

Годовое и среднемесячные значения выработанной ВЭС и ДЭС электроэнергии, а также потребляемой энергии потребителем за время T определяются на основе формулы (12.11) [20]:

$$\mathcal{E}(T) = \sum_1^k N(t)\Delta t, \quad (12.11)$$

где $N(t)$ – соответственно среднечасовые значения мощности ДЭС, ВЭС, потребителя.

Расход дизельного топлива ВДЭК за время T определяется по формуле (12.12):

$$V_{\text{ДЭС}}(T) = b_{\text{уд.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ДЭС}}(T), \quad (12.12)$$

где $b_{\text{уд.}}$ – удельный расход топлива.

Объем экономии дизельного топлива за счет замещения ВЭС $\Delta V_{\text{эк.}}$ определяется:

$$\Delta V_{\text{эк.}}(T) = b_{\text{уд.}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ВЭС}}(T). \quad (12.13)$$

Коэффициент использования установленной мощности ВЭС [20]:

$$K_{\text{иум}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ВЭС}}}{N_{\text{ВЭС}}^{\text{уст.}} \cdot T} \quad (12.14)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ВЭС}}$ – фактическая выработка электроэнергии ВЭС, кВт·ч за интервал времени T , ч;
 $N_{\text{ВЭС}}^{\text{уст.}}$ – номинальная паспортная мощность ВЭС, кВт; T – рассматриваемый интервал времени, ч.

12.4. Баланс мощности ветродизельного комплекса

12.4.1. Состав исходной информации

Одним из главных критериев выбора ветроэнергетического оборудования в составе ВДЭК являются минимальные затраты топлива (дизельного топлива) при работе ДЭС совместно с ВЭС, для выработки достаточного количества электроэнергии для покрытия графика нагрузки в течение всего расчетного года.

Поскольку ВЭС имеют нулевую гарантированную мощность, то надёжное энерго-снабжение потребителя может быть обеспечено только за счёт ДЭС. ВЭС выступает в качестве дублирующей мощности и предназначена для снижения выработки ДЭС и экономии топлива [9].

Расчёт проводится для одного года $T = 1$ год, в качестве расчётного интервала времени выбран $\Delta t = 1$ час.

Исходная информация для определения энергетической эффективности ВЭС, входящей в состав ВДЭК [9]:

1. Годовой график среднечасовых значений электрической мощности потребителя (график нагрузки) $P_{\text{потр.}}(t)$, где $t = 1, 2 \dots 8760$ – номер часа в году.

2. Годовой график среднечасовых значений мощности, выдаваемой ВЭУ $N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t)$, исходя из ветровых условий.

3. Количество ВЭУ, входящих в состав ВЭС и их параметры: мощностная характеристика $N_{\text{ВЭУ}}(V)$, высота башни H_6 .

Параметры ДЭС: номинальная (установленная) мощность ДЭУ $N_{\text{ДЭС}}$; минимальная $N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}}$ и максимальная $N_{\text{ДЭС}}^{\text{max доп.}}$ допустимые рабочие мощности ДЭС, зависимость удельного расхода топлива от рабочей мощности ДЭС $b_{\text{уд.}}(N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}})$ или удельный расход топлива при номинальной нагрузке ДЭС.

12.4.2. Алгоритмы баланса мощности ВДЭК без аккумулялирования энергии

Путём моделирования режима работы ВДЭК за период $T = 1$ год необходимо провести баланс мощности потребителя за каждый интервал времени t ($\Delta t = 1$ час), определить месячные и суммарные годовые энергетические показатели (выработка и потребление электроэнергии) ВЭС и ДЭС для разных параметров и составов ВЭС; на основе полученных результатов провести сравнение энергетической эффективности различных вариантов состава ВЭС [9].

В случае возможности обеспечения электроэнергией потребителя только за счёт ВЭС, ДЭС выводится из работы полностью (дизельные агрегаты работают на холостом ходу) и энергоснабжение осуществляется только за счёт ВЭС. В периоды невозможности работы ВЭС (скорости ветра ниже пусковой или выше максимально допустимой) потребитель обеспечивается энергией за счёт ДЭС. В остальные интервалы времени проводится оптимизация режима работы ДЭС и ВЭС по требованию наибольшего замещения из генерации ДЭС и с учётом ограничений по допустимой минимальной и максимальной нагрузке ДЭС, времени её непрерывной работы и т.д.

В основе алгоритма расчёта режима работы ВДЭК лежит уравнение баланса мощности, т.е. равенство генерируемой и потребляемой мощности в любой момент времени t [9]:

$$P_{\text{потр.}}(t) = N_{\text{ВЭС}}(t) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{пот.}}(t) + N_{\text{ДЭС}}(t) - \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{пот.}}(t) - N_{\text{своб.}}(t), \quad (12.15)$$

где t , ч – номер часа в году; $P_{\text{потр.}}(t)$, кВт – средняя мощность потребителя за t -ый час; $N_{\text{ВЭС}}(t)$ и $N_{\text{ДЭС}}(t)$, кВт – значения вырабатываемой мощности ВЭС и ДЭС; $\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{пот.}}(t)$ и $\Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{пот.}}(t)$, кВт – значения потерь мощности, вырабатываемой ВЭС и ДЭС; $N_{\text{своб.}}(t)$, кВт – значения свободной мощности или регулируемой мощности на ВЭС.

Потери мощности электростанции (ВЭС или ДЭС) в первом приближении можно определить следующим соотношением:

$$\Delta N_{\text{ЭС}}^{\text{пот.}}(t) = \Delta N_{\text{ЭС}}^{\text{CH.раб.}}(t) + \Delta N_{\text{ЭС}}^{\text{CH.пост.}}(t) + \Delta N_{\text{ЭС}}^{\text{перед.}}(t), \quad (12.16)$$

где $\Delta N_{\text{ЭС}}^{\text{CH.раб.}}(t)$ – потери на собственные нужды рассчитываются в % (2–5%) от рабочей мощности энергоустановки, далее обозначаем %пр. п; $\Delta N_{\text{ЭС}}^{\text{CH.пост.}}(t)$ – потери на собственные нужды принимаются в % от установленной мощности энергоустановки (3–5%), далее обозначаем %п. п; $\Delta N_{\text{ЭС}}^{\text{перед.}}(t)$ – потери при передаче мощности (10–15%).

В зависимости от соотношения мощностей ВЭС, ДЭС и потребностей потребителя возможны следующие варианты:

- 1) $P_{\text{потр.}}(t) \geq [N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t)]$ – ВЭС не может обеспечить требуемую мощность потребителя. Соответственно необходима «добавка» мощности от ДЭС;
- 2) $P_{\text{потр.}}(t) < [N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t)]$ – потенциально возможная суммарная мощность ВЭС (превышает потребность в энергии потребителя. В этом случае все ДГУ ДЭС работают на холостом ходу, покрывая только собственные нужды ДЭС. Мощность ВЭС ограничивается уровнем, необходимым потребителю, двумя способами: либо путём применения балластной нагрузки, мощность которой составит $N_{\text{своб.}}(t)$; либо путём уменьшения мощности ВЭУ, входящих в состав ВЭС, на величину $N_{\text{рег.}}(t)$.

В варианте соотношения мощностей ВЭС, ДЭС и потребностей потребителя $P_{\text{потр.}}(t) \geq [N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t)]$, поскольку ВЭС не может обеспечить требуемую мощность потребителя, необходимая «добавка» мощности от ДЭС потребителю в первом приближении без учета потерь определяется следующим образом:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) = P_{\text{потр.}}(t) - (N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t)). \quad (12.17)$$

Рабочая мощность ДЭС с учетом потерь будет определяться по формуле:

$$\begin{aligned} N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) &= N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}'}(t) + \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}'}(t) = \\ &= \left(N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}'}(t) + \% \text{ п. п./100} \cdot N_{\text{ДЭС}} \right) / (1 - \% \text{ пр. п./100}). \end{aligned} \quad (12.18)$$

Поскольку существует ограничение на минимально допустимую рабочую мощность ДЭУ $N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}}$, то возможны следующие варианты расчета режима ВДЭК:

1) $N_{ДЭС}^{раб}(t) \geq N_{ДЭС}^{мин доп.}$ – ДЭС работает с мощностью, превышающей минимально допустимую. В этом случае ВЭС работает на максимально возможной мощности $N_{ВЭС}^{раб.}(t) = N_{ВЭС}^{max}(t)$ и $\Delta N_{ВЭС}^{раб.}(t) = \Delta N_{ВЭС}^{max}(t)$. Мощность ДЭС и ее потери мощности определяются по формулам:

$$N_{ДЭС}^{раб.}(t) = N_{ДЭС}^{раб.}'(t) + \Delta N_{ДЭС}^{раб.}'(t); \quad (12.19)$$

$$\Delta N_{ДЭС}^{раб.}(t) = N_{ДЭС}^{раб.}'(t) = N_{ДЭС}^{раб.}(t) - N_{ДЭС}^{раб.}'(t). \quad (12.20)$$

2) Свободная энергия в этом случае равна нулю $N_{своб.}(t) = N_{пер.}(t) = 0$.

$[N_{ДЭС}^{раб.}'(t) + \Delta N_{ДЭС}^{раб.}'(t)] < N_{ДЭС}^{мин доп.}$ – ДЭС должна работать с мощностью, меньшей, чем минимально допустимая. Необходимо снизить мощность ВЭС, увеличив до минимально допустимой мощность ДЭС:

$$N_{ДЭС}^{раб.}(t) = N_{ДЭС}^{мин доп.} = N_{ДЭС}^{раб.}'(t) + \Delta N_{ДЭС}^{раб.}'(t), \quad (12.21)$$

где $N_{ДЭС}^{раб.}'(t)$ и $\Delta N_{ДЭС}^{раб.}'(t)$ определяются по формулам (12.22)–(12.23):

$$N_{ДЭС}^{раб.}'(t) = (N_{ДЭС}^{мин доп.} - \% п. п/100 \cdot N_{ДЭС}) / (1 + \% пр. п/100); \quad (12.22)$$

$$\Delta N_{ДЭС}^{раб.}'(t) = N_{ДЭС}^{раб.}(t) - N_{ДЭС}^{раб.}'(t). \quad (12.23)$$

Соответственно в этом случае:

$$P'_{потр.}(t) = P_{потр.}(t) - N_{ДЭС}^{раб.}'(t). \quad (12.24)$$

Недостающая мощность должна быть обеспечена потребителю за счёт ВЭС, которая определяется по формулам:

$$N_{ВЭС}^{раб.}'(t) = P_{потр.}(t) - (N_{ДЭС}^{раб.}(t) - \Delta N_{ДЭС}^{раб.}'(t)); \quad (12.25)$$

$$N_{ВЭС}^{раб.}(t) = (N_{ВЭС}^{раб.}'(t) + \% п. п/100 \cdot N_{ВЭС}) / (1 - \% пр. п/100); \quad (12.26)$$

$$\Delta N_{ВЭС}^{раб.}'(t) = N_{ВЭС}^{раб.}(t) - N_{ВЭС}^{раб.}'(t). \quad (12.27)$$

В этом случае от ВЭС появляется свободная мощность:

$$N_{своб.}(t) = N_{пер.}(t) = N_{ВЭС}^{max}(t) - N_{ВЭС}^{раб.}(t). \quad (12.28)$$

При отсутствии балластной нагрузки необходимо снизить свободную мощность ВЭС на величину $N_{пер.}(t)$:

- за счет изменения угла установки лопасти для ВЭУ с «pitch» регулированием;
- за счет вывода части ВЭУ из работы для ВЭУ с «stall» регулированием.

Расчет мощности ВЭС в составе ВДЭК для ВЭУ с регулированием угла установки лопасти производится по формулам (12.29) – (12.31):

$$N_{ВЭС}^{раб.}'(t) = P_{потр.}(t) - (N_{ДЭС}^{раб.}(t) - \Delta N_{ДЭС}^{раб.}'(t)); \quad (12.29)$$

$$N_{ВЭС}^{раб.}(t) = (N_{ВЭС}^{раб.}'(t) + \% п. п/100 \cdot N_{ВЭС}) / (1 - \% пр. п/100); \quad (12.30)$$

$$\Delta N_{ВЭС}^{раб.}'(t) = N_{ВЭС}^{раб.}(t) - N_{ВЭС}^{раб.}'(t). \quad (12.31)$$

Мощность ВЭС ограничивается за счет увеличения мощности ДЭС до минимально допустимой на величину $N_{\text{пер.}}(t)$:

$$N_{\text{пер.}}(t) = N_{\text{своб.}}(t) = N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) - N_{\text{ВЭС}}^{\text{пер.}}(t). \quad (12.32)$$

При этом принимается допущение, что рабочая и снижаемая (регулируемая) мощности ВЭС равномерно распределяются между всеми ВЭУ в составе ВЭС. Рабочая мощность $N_{\text{ВЭУ}}^{\text{раб.}}(t)$ и регулируемая (снижаемая) мощность $N_{\text{ВЭУ}}^{\text{пер.}}(t)$ единичной ВЭУ определяются:

$$N_{\text{ВЭУ}}^{\text{раб.}}(t) = \frac{N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t)}{n_{\text{ВЭУ}}}; \quad (12.33)$$

$$N_{\text{ВЭУ}}^{\text{пер.}}(t) = \frac{N_{\text{ВЭС}}^{\text{пер.}}(t)}{n_{\text{ВЭУ}}}, \quad (12.34)$$

где $n_{\text{ВЭУ}}$ – количество ВЭУ в составе ВЭС.

Расчет мощности ВЭС для ВЭУ без регулирования угла установки лопасти производится в следующей последовательности:

– корректируется мощность ВЭС без учета потерь:

$$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}'}(t) = P_{\text{потр.}}(t) - \left(N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) - \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}'}(t) \right); \quad (12.35)$$

– определяется количество работающих ВЭУ:

$$n_{\text{ВЭУ}}^{\text{р}}(t) = \frac{N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}'}(t)}{N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}}(t)}, \quad (12.36)$$

и округляется до целого меньшего числа;

– еще раз корректируются мощности ВЭС с учетом потерь $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t)$ и без учета потерь $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}'}(t)$ и рассчитываются потери ВЭС $\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}'}(t)$:

$$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = n_{\text{ВЭУ}}^{\text{р}}(t) \cdot N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}}(t); \quad (12.37)$$

$$\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}'}(t) = \%п. п/100 \cdot N_{\text{ВЭС}} + \%пр. п/100 \cdot N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t); \quad (12.38)$$

$$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}'}(t) = N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}'}(t); \quad (12.39)$$

– еще раз корректируется мощность ДЭС:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}'}(t) = P_{\text{потр.}}(t) - N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}'}(t); \quad (12.40)$$

$$\begin{aligned} N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) &= N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}'}(t) + \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}'}(t) = \\ &= (N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}'}(t) + \%п. п/100 \cdot N_{\text{ДЭС}}) / (1 - \%пр. п/100). \end{aligned} \quad (12.41)$$

Проверяется условие $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) \geq N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}}$. Если условие выполняется, то определяется свободная энергия за счет вывода из работы части ВЭУ:

$$N_{\text{своб.}}(t) = N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t) - N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t). \quad (12.42)$$

В противном случае по формулам (3.7) – (3.11) определяются $N_{ДЭС}^{раб.}(t), N_{ДЭС}^{раб.'}(t), \Delta N_{ДЭС}^{раб.'}(t), N_{ВЭС}^{раб.'}(t), N_{ВЭС}^{раб.}(t), \Delta N_{ВЭС}^{раб.'}(t)$ и повторяется расчет по формулам (12.36) – (12.42).

В варианте соотношения мощностей ВЭС, ДЭС и потребностей потребителя $P_{потр}(t) < [N_{ВЭС}^{max}(t) - \Delta N_{ВЭС}^{max}(t)]$ потенциально возможная суммарная мощность ВЭС (за вычетом потерь энергии на собственные нужды и потерь при передаче) превышает потребность в энергии потребителя в данный момент времени, тогда все ДГУ ДЭС работают на холостом ходу, покрывая только собственные нужды ДЭС: $N_{ДЭС}^{раб.}(t) = \Delta N_{ДЭС}^{пот.}(t) = \Delta N_{ДЭС}^{СН.пот.}(t)$. Мощность ВЭС ограничивается мощностью потребителя, на величину $N_{своб.}(t)$:

$$N_{своб.}(t) = N_{пер.}(t) = N_{ВЭС}^{max}(t) - \Delta N_{ВЭС}^{max}(t) - P_{потр.}(t). \quad (12.43)$$

Расчет мощности ВЭС в составе ВДЭК для ВЭУ с регулированием угла установки лопасти производится по формуле:

$$N_{ВЭС}(t) = N_{ВЭУ}^{max}(t) - N_{пер.}(t) - \Delta N_{ВЭС}(t). \quad (12.44)$$

Рабочая мощность $N_{ВЭУ}^{раб.}(t)$ и регулируемая (снижаемая) мощность $N_{ВЭУ}^{рег.}(t)$ единичной ВЭУ определяются по формулам (12.33) – (12.34).

Расчет мощности ВЭС и ДЭС для ВЭУ без регулирования угла установки лопасти производится по формулам (12.36) – (12.42).

12.4.3. Пример расчета баланса мощности ВДЭК и выбора оптимального варианта состава его оборудования

Исходными данными для расчета баланса мощности ВДЭК являются:

- суточный график среднечасовых значений электрической мощности потребителя (график нагрузки) $P_{потр.}(t)$, где $t = 1, 2 \dots 24$ – номер часа в сутки (табл. 12.3 и рис. 12.11);

- суточный график среднечасовых значений мощности, выдаваемой ВЭС $N_{ВЭС}^{max}(t)$, исходя из ветровых условий (табл. 12.3 и рис. 12.11);

- установленная мощность ДЭС $N_{ДЭС} = 450$ кВт в составе одной ДГУ; минимальная допустимая рабочая мощность ДГУ – 160 кВт; удельный расход топлива при номинальной нагрузке ДЭС $b_{уд.} = 0,33$ кг/кВт;

- потери на СН в зависимости от рабочей мощности ДГУ и ВЭУ (%пр.п) принимаемые равными 3%;

- потери на СН в зависимости от установленной мощности ДГУ и ВЭУ принимаемые равными 2% от установленной мощности установки (%п.п. $N_{ВЭС}$ (ДЭС));

- 4 варианта состава ВДЭК при неизменном составе оборудования ДЭС мощностью 450 кВт (в составе одной ДГУ) и меняющемся составе оборудования ВЭС мощностью 300 кВт;

- а) вариант 1: одна ВЭУ мощностью 300 кВт с регулированием угла установки лопастей;
- б) вариант 2: одна ВЭУ мощностью 300 кВт без регулирования угла установки лопастей;
- в) вариант 3: две ВЭУ мощностью 150 кВт с регулированием угла установки лопастей;
- г) вариант 4: две ВЭУ мощностью 150 кВт без регулирования угла установки лопастей.

Таблица 12.3

Суточный график среднечасовых значений электрической мощности потребителя и мощности ВЭС

$t, \text{ч}$	$P_{\text{потр.}}(t), \text{кВт}$	$N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t), \text{кВт}$
1	370	231
2–10	350	250
11	200	300
12–18	300	0
19–20	400	200
21–24	170	110

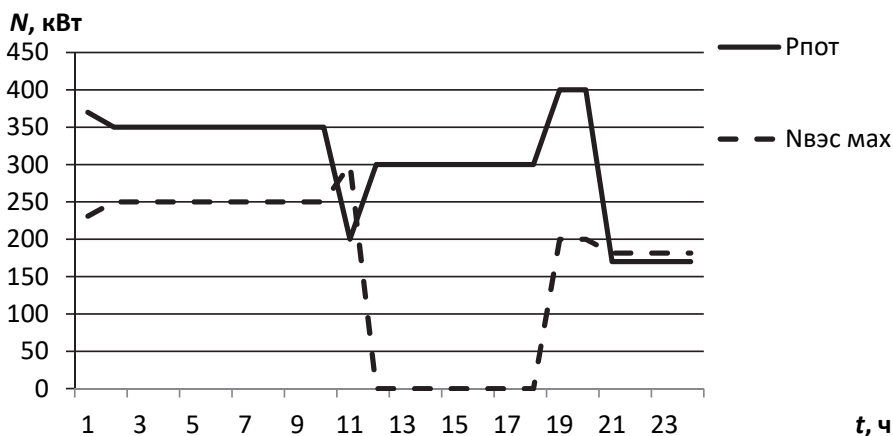


Рис. 12.11. Суточный график среднечасовых значений электрической мощности потребителя и выдаваемой мощности ВЭС

Основной критерий выбора оптимального состава ВДЭК: максимум вытеснения суточной энергии ДЭС или максимум экономии дизельного топлива ДЭС.

Дополнительный критерий: Свободная энергия $\mathcal{E}_{\text{своб.}}$ от ВДЭК не более 5%.

Расчет режима работы ВЭС и ДЭС в составе ВДЭК проводится для четырех вариантов состава оборудования ВДЭК. Предварительно для всех вариантов состава ВДЭК требуется определить среднечасовые рабочие мощности оборудования ВДЭК и свободные мощности ВДЭК, реализация которых происходит за счет регулирования ВЭС, т.е. найти $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t)$; $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t)$; $N_{\text{своб.}}(t)$; $N_{\text{рег.}}(t)$.

В расчете принимается допущение: нагрузка между работающими ВЭУ в составе ВЭС распределяется равномерно.

Для **варианта 1** состава оборудования ВЭС (одна ВЭУ 300 кВт с регулированием угла установки лопастей) приведен пример расчета режима работы ВДЭК для двух интервалов времени, равных одному часу (внутри периодов:

$t = 1$; $2 - 10$; 11 ; $12 - 18$ ч) в соответствии с алгоритмом, описанном в пункте 12.4.2 учебника.

Час суток: $t = 1$ ч; $P_{\text{потр.}}(1) = 370$ кВт, $N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(1) = 231$ кВт.

Соответствующие потери выработки ВЭС на собственные нужды:

$$\begin{aligned} \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(1) &\approx \%п. \frac{\pi}{100} \cdot N_{\text{ВЭС}} + \%пр. \frac{\pi}{100} \cdot N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(1) = \\ &= 0,02 \cdot 300 + 0,03 \cdot 231 = 12,97 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Так как $P_{\text{потр.}}(1) = 370$ кВт $\geq [N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(1) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(1)] = 218,03$ кВт, то ВЭС не может обеспечить требуемую мощность потребителю, т.е. необходимо увеличение мощности от ДЭС, которая в первом приближении (без учёта потерь) определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) &= N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) - \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) = P_{\text{потр.}}(1) - (N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(1) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(1)) = \\ &= 370 - (231 - 12,93) = 151,93 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Определим рабочую мощность ДЭС с учётом потерь по формуле (12.18): $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) = (N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) + \%п. \pi / 100 \cdot N_{\text{ДЭС}}) / (1 - \%пр. \pi / 100) = 165,87$ кВт, которая больше минимально допустимой рабочей мощности ДЭС $N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}} = 160$ кВт.

В этом случае ВЭС работает на максимально возможной мощности $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(1) = N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(1) = 231$ кВт, а уточнённая мощность ДЭС (с учётом потерь) составит $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) = 165,87$ кВт при $\Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) = 13,9$ кВт (полезная нагрузка ДЭС $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) = N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) - \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(1) = 165,87 - 13,9 = 151,93$ кВт).

Свободная энергия в этом случае равна нулю $N_{\text{своб.}}(1) = N_{\text{рег.}}(1) = 0$.

Час суток: $t = 2 - 10$ ч; $P_{\text{потр.}}(t) = 350$ кВт; $N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t) = 250$ кВт.

Соответствующие потери выработки ВЭС на собственные нужды:

$$\begin{aligned} \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2) &\approx \%п. \frac{\pi}{100} \cdot N_{\text{ВЭС}} + \%пр. \frac{\pi}{100} \cdot N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2) = \\ &= 0,02 \cdot 300 + 0,03 \cdot 250 = 13,5 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Так как $P_{\text{потр.}}(2) = 350 \text{ кВт} \geq [N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2)] = 236,5 \text{ кВт}$ определим «добавку» мощности от ДЭС (без учёта потерь):

$$\begin{aligned} N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(2) &= N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) - \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(2) = P_{\text{потр.}}(2) - (N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2)) = \\ &= 350 - (250 - 13,5) = 113,5 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

Определим рабочую мощность ДЭС с учётом потерь:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) = (N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(2) + \%п. \pi / 100 \cdot N_{\text{ДЭС}}) / (1 - \%пр. \pi / 100) = 126,28 \text{ кВт}.$$

Так как $[N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) + \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t)] < N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}} 126,28 \text{ кВт} < 160 \text{ кВт}$, то рабочая мощность ДЭС с учётом потерь составит:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) = N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}} = 160 \text{ кВт при мощности ДЭС для потребителя:}$$

$$\begin{aligned} N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(2) &= (N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}} - \%п. \pi / 100 N_{\text{ДЭС}}) / (1 + \%пр. \pi / 100) = \\ &= (160 - 0,02 \cdot 400) / (1 + 0,03) = 146,6 \text{ кВт} \end{aligned}$$

и потерях на СН ДЭС: $\Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) = N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) - N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(2) = 160 - 146,6 = 13,4 \text{ кВт}$.

В этом случае мощность ВЭС для потребителя:

$$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(2) = P_{\text{потр.}}(2) - (N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) - \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(2)) = 350 - (160 - 13,4) = 203,5 \text{ кВт}.$$

Уточнённая рабочая мощность ВЭС с учётом потерь:

$$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(2) = (N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(2) + \%п. \pi / 100 \cdot N_{\text{ВЭС}}) / (1 - \%пр. \pi / 100) = 215,87 \text{ кВт}.$$

Потери ВЭС:

$$\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(2) = N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(2) - N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(2) = 215,87 - 203,5 = 12,37 \text{ кВт}.$$

Свободная энергия ВЭС в этом случае равна:

$$N_{\text{своб.}}(2) = N_{\text{рег.}}(2) = 250 - 215,87 = 34,13 \text{ кВт}.$$

Час суток: $t = 11$ ч; $P_{\text{потр.}}(11) = 200 \text{ кВт}$; $N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(11) = 300 \text{ кВт}$.

Потери выработки ВЭС на СН: $\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(11) \approx 15 \text{ кВт}$.

Так как $P_{\text{потр.}}(11) = 200 \text{ кВт} < [N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(11) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(11)] = 285 \text{ кВт}$, т.е. потенциально возможная суммарная мощность ВЭС (за вычетом потерь энергии на собственные нужды и потерь при передаче) превышает потребность в энергии потребителя в данный момент времени, тогда:

– ДГУ работает на холостом ходу, покрывая только собственные нужды

ДЭС: $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(11) = \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{пот.}}(11) = \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{СН.пост.}}(11) \approx 8 \text{ кВт}$;

– мощность ВЭС для потребителя: $N_{ВЭС}^{раб.}(11) = 200$ кВт;

– уточнённая мощность ВЭС с учётом потерь:

$$N_{ВЭС}^{раб.}(11) = \left(N_{ВЭС}^{раб.}(11) + \%п.п/100 \cdot N_{ВЭС} \right) / (1 - \%пр.п/100) = 212,37 \text{ кВт};$$

– потери ВЭС:

$$\Delta N_{ВЭС}^{раб.}(11) = N_{ВЭС}^{раб.}(11) - N_{ВЭС}^{раб.}'(11) = 212,37 - 200 = 12,37 \text{ кВт};$$

– снижение мощности ВЭС за счет регулирования (изменения угла установки):

$$N_{рег.}(11) = 300 - 212,37 = 87,53 \text{ кВт}.$$

Час суток: $t = 12 - 18$ ч; $P_{потр.}(12) \approx 300$ кВт; $N_{ВЭС}^{max}(12) \approx 0$ кВт.

ВЭС не работает, но имеются потребности ВЭС на постоянные собственные нужды: $\Delta N_{ВЭС}^{max}(12) \approx \%п.п/100 \cdot N_{ВЭС} = 0,02 \cdot 300 = 6$ кВт, которые будут обеспечены за счет ДЭС. Также нагрузка потребителя полностью обеспечивается за счет ДЭС.

Уточнённая мощность ДЭС с учётом потерь ДЭС и ВЭС составит $N_{ДЭС}^{раб.}(12) = 324,7$ кВт при $\Delta N_{ДЭС}^{раб.}(12) = 18,7$ кВт и $\Delta N_{ВЭС}^{max}(12) = 6$ кВт. Свободная энергия в этом случае равна нулю: $N_{своб.}(12) = N_{рег.}(12) = 0$.

Аналогично проводятся расчеты режима работы ВДЭК для часовых интервалов времени: $t = 19 - 20$ ч и $t = 21 - 24$ ч. Результаты расчетов – среднечасовые значения электрической мощности потребителя, ДЭС и ВЭС для варианта 1 состава оборудования ВДЭК представлены в табл. 12.4 и на рис. 12.12.

Таблица 12.4

Среднечасовые значения электрической мощности потребителя и оборудования ВДЭК (Варианты 1 и 3)

t , ч	$P_{потр.}$, кВт	$N_{ВЭС}^{max}$, кВт	$N_{ДЭС}^{раб.}$, кВт	$\Delta N_{ДЭС}^{раб.}$, кВт	$N_{ДЭС}^{раб.}$, кВт	$N_{ВЭС}^{раб.}$, кВт	$N_{ВЭС}^{раб.}$, кВт	$\Delta N_{ВЭС}^{раб.}$, кВт	$N_{своб.}$, кВт	Δt , ч
1	370	231	165,87	13,9	151,93	231	218,03	12,97	0	1
2–10	350	250	160	13,4	146,6	215,87	203,5	12,37	34,13	1
11	200	300	0	8	0	212,37	200	12,37	87,53	9
12–18	300	0	324,74	18,74	300	0	0	6	0	7
19–20	400	200	227,83	15,83	212	200	188	12	0	2
21–24	170	181,5	0	9	0	181,5	170	11,5	0	4

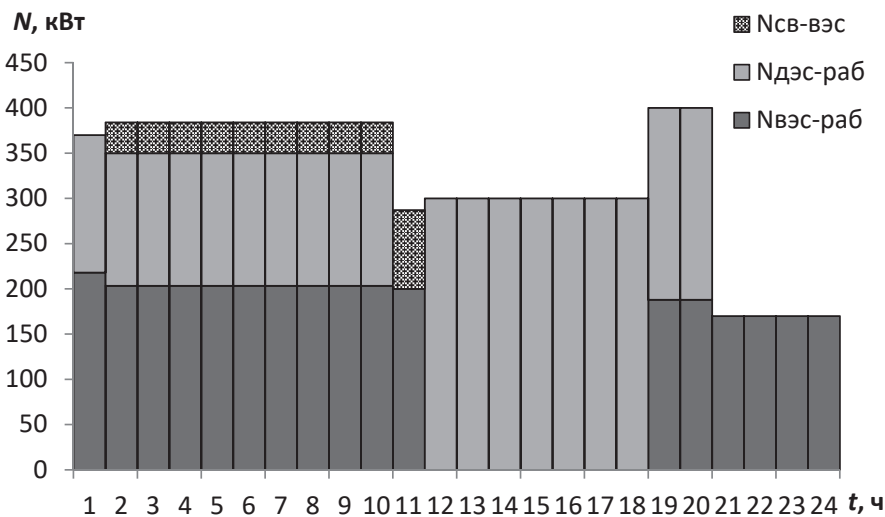


Рис. 12.12. Суточный баланс среднечасовых значений электрической мощности оборудования ВДЭК (Варианты 1 и 3)

Для **варианта 2** состава оборудования ВЭС (одна ВЭУ 300 кВт без регулирования угла установки лопастей) приведен пример расчета режима работы ВДЭК для интервалов времени равных одному часу для периодов, когда появляется свободная мощность ВЭС и требуется её устранение за счёт регулирования ВЭУ (внутри периодов: $t = 2 - 10; 11$ ч). В остальные периоды режим работы ВДЭК в варианте 2 совпадает с вариантом 1.

Час суток: $t = 2 - 10$ ч; $P_{\text{потр.}}(2) = 350$ кВт; $N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2) = 250$ кВт.

В расчете для варианта 1 была определена свободная энергия:

$N_{\text{своб.}}(2) = N_{\text{рег.}}(2) = 34,13$ кВт, сокращение которой возможно только за счет вывода из работы части ВЭУ. В этом случае ВЭС полностью выводится из работы, поскольку в составе ВДЭК только одна ВЭУ и собственные нужды (постоянные потери) ВЭС будут обеспечиваться за счет ДЭС.

Соответственно:

– среднечасовая мощность ВЭС для потребителя: $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(2) = 0$ кВт;

– собственные нужды ВЭС: $\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(2) = \% \text{п. п} / 100 \cdot N_{\text{ВЭС}} = 6$ кВт;

– свободная энергия от ВЭС: $N_{\text{своб.}}(2) = 250$ кВт;

– среднечасовая мощность ДЭС для потребителя (рабочая без учёта потерь):

$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) = P_{\text{потр.}}(2) - (N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2) - \Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2)) = 350$ кВт;

– рабочая среднечасовая (уточнённая) мощность ДЭС (с учётом потерь):
 $N_{ДЭС}^{раб.}(2) = (N_{ДЭС}^{раб.}'(2) + \%п. п/100 \cdot N_{ДЭС}) / (1 - \%пр. п/100) + \Delta N_{ВЭС}^{раб.}'(2) = 376,3 \text{ кВт.}$

Час суток: $t = 11 \text{ ч}; P_{потр.}(11) = 200 \text{ кВт}; N_{ВЭС}^{max}(11) = 300 \text{ кВт.}$

В расчете для варианта 1 была определена свободная энергия:

$N_{своб.}(11) = N_{рег.}(11) = 87,53 \text{ кВт}$, сокращение которой возможно только за счет вывода из работы части ВЭУ. В этом случае ВЭС полностью выводится из работы, поскольку в составе ВДЭК только одна ВЭУ и собственные нужды (постоянные потери) ВЭС будут обеспечиваться за счет ДЭС.

Соответственно:

– среднечасовая мощность ВЭС для потребителя: $N_{ВЭС}^{раб.}'(11) = 0 \text{ кВт};$

– собственные нужды ВЭС: $\Delta N_{ВЭС}^{раб.}'(2) = \%п. п/100 \cdot N_{ВЭС} = 6 \text{ кВт};$

– свободная энергия от ВЭС: $N_{своб.}(2) = 300 \text{ кВт};$

– среднечасовая мощность ДЭС для потребителя (рабочая без учёта потерь):

$N_{ДЭС}^{раб.}'(11) = P_{потр.}(11) - (N_{ВЭС}^{max}(11) - \Delta N_{ВЭС}^{max}(11)) = 200 \text{ кВт};$

– рабочая среднечасовая (уточнённая) мощность ДЭС (с учётом потерь):

$N_{ДЭС}^{раб.}(11) = 221,6 \text{ кВт.}$

Результаты расчетов – среднечасовые значения электрической мощности потребителя, ДЭС и ВЭС для варианта 2 состава оборудования ВДЭК представлены в табл. 12.5 и на рис. 12.13.

Таблица 12.5

Среднечасовые значения электрической мощности потребителя и оборудования ВДЭК (Вариант 2)

$t, \text{ ч}$	$P_{потр.}, \text{ кВт}$	$N_{ВЭС}^{max}, \text{ кВт}$	$N_{ДЭС}^{раб.}, \text{ кВт}$	$\Delta N_{ДЭС}^{раб.}, \text{ кВт}$	$N_{ДЭС}^{раб.}', \text{ кВт}$	$N_{ВЭС}, \text{ кВт}$	$N_{ВЭС}', \text{ кВт}$	$\Delta N_{ВЭС}', \text{ кВт}$	$N_{своб.}, \text{ кВт}$	$\Delta t, \text{ ч}$
1	370	231	165,87	13,9	151,93	231	218,03	12,97	0	1
2–10	350	250	376,3	20,3	350	0	0	6	250	1
11	200	300	221,6	15,6	200	0	0	6	300	9
12–18	300	0	324,74	18,74	300	0	0	6	0	7
19–20	400	200	227,83	15,83	212	200	188	12	0	2
21–24	170	181,5	0	9	0	181,5	170	11,5	0	4

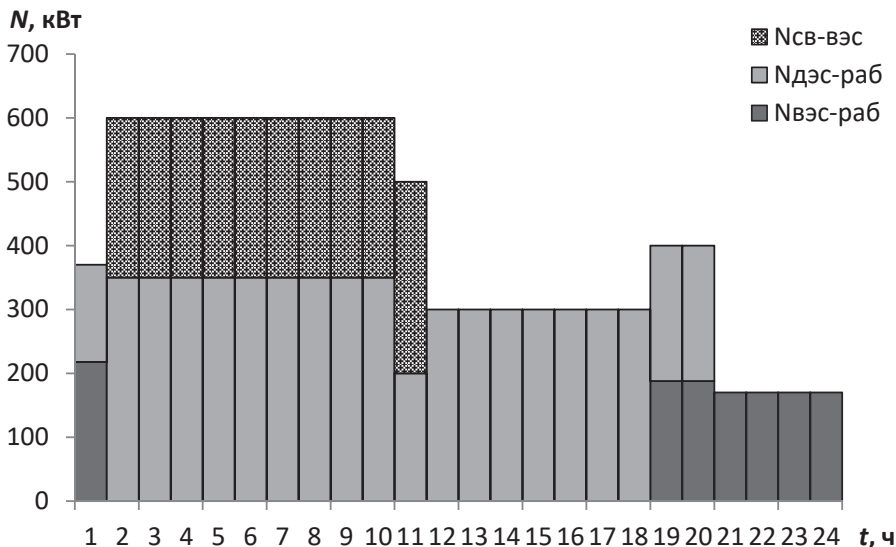


Рис. 12.13. Суточный баланс среднечасовых значений электрической мощности оборудования ВДЭК (Вариант 2)

Для **варианта 3** состава оборудования ВЭС (две ВЭУ 150 кВт с регулированием угла установки лопастей) режим работы ВДЭК полностью совпадает с режимом работы ВЭК в варианте 1. Отличие состоит в режиме рабочих мощностей установленных ВЭУ.

Результаты расчетов – среднечасовые значения электрической мощности потребителя, ДЭС и ВЭС для варианта 3 состава оборудования ВДЭК совпадают с результатами варианта 1 и представлены в табл. 12.4 и на рис. 12.12.

Для **варианта 4** состава оборудования ВЭС (две ВЭУ 150 кВт без регулирования угла установки лопастей) приведен пример расчета режима работы ВДЭК для интервалов времени равных одному часу для периодов, когда появляется свободная мощность ВЭС и требуется её устранение за счёт регулирования ВЭУ (внутри периодов: $t = 2 - 10; 11$ ч). В остальные периоды режим работы ВДЭК в варианте 4 совпадает с вариантом 1.

Час суток: $t = 2 - 10$ ч; $P_{\text{потр.}}(2) = 250$ кВт; $N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(2) = 125$ кВт.

В расчете для варианта 1 была определена

$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 350 - 146,6 = 203,5$ кВт и свободная энергия ВЭС $N_{\text{своб.}}(2) = 34,13$ кВт, сокращение которой возможно только за счет вывода из работы части ВЭУ.

Соответственно:

– определяется количество работающих ВЭУ:

$$n_{\text{ВЭУ}}^P(t) = \frac{N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t)}{N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}}(t)} = 203,5/125 = 1,6 \text{ и округляем до целого меньшего числа} - 1;$$

– пересчитываются среднечасовые мощности ВЭС с учетом потерь $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t)$ и без учета потерь $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t)$ и рассчитываются потери мощности ВЭС $\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t)$:

$$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = n_{\text{ВЭУ}}^P(t) \cdot N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}}(t) = 1 \cdot 125 = 125 \text{ кВт};$$

$$\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t) = 0,02 \cdot 300 + 0,03 \cdot 125 = 9,8 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t) = 125 - 9,8 = 115,2 \text{ кВт.}$$

– пересчитываются среднечасовые мощности ДЭС с учетом $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t)$ и без учета потерь $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t)$, а также потери мощности ДЭС $\Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t)$:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t) = 350 - 115,25 = 234,8 \text{ кВт};$$

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 251,3 \text{ кВт}; \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t) = 16,5 \text{ кВт.}$$

– определяется свободная мощность за счет вывода из работы части ВЭУ:

$$N_{\text{своб.}}(t) = N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t) - N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 250 - 125 = 125 \text{ кВт.}$$

Час суток: $t = 11$ ч; $P_{\text{потр.}}(11) = 200$ кВт; $N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(11) = 300$ кВт;

$$N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}}(11) = 150 \text{ кВт.}$$

В расчете для варианта 1 была определена свободная энергия:

$N_{\text{своб.}}(11) = 87,53$ кВт, сокращение которой возможно только за счет вывода из работы части ВЭУ.

Исходя из $P_{\text{потр.}}(11)$ определяется количество работающих ВЭУ:

$$n_{\text{ВЭУ}}^P(t) = \frac{P_{\text{потр.}}(t)}{N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}}(t)} = \frac{200}{150} = 1,3 \text{ и округляем до числа} - 1. \text{ Следовательно, из работы}$$

выводится одна ВЭУ и соответственно пересчитываются среднечасовые мощности ВЭС с учетом потерь $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t)$ и без учета потерь $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t)$ и рассчитываются потери мощности ВЭС $\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t)$: $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = n_{\text{ВЭУ}}^P(t) \cdot N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}}(t) = 1 \cdot 150 = 150$ кВт; $\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t) = 0,02 \cdot 300 + 0,03 \cdot 150 = 10,5$ кВт; $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t) = 150 - 10,5 = 139,5$ кВт.

Рассчитаем среднечасовую мощность ДЭС без учёта потерь:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t) = P_{\text{потр.}}(t) - N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}'(t) = 200 - 139,5 = 60,5 \text{ кВт.}$$

Так как $[N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t) + \Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}'(t)] < N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}}$ $70,7$ кВт < 160 кВт, то рабочая мощность ДЭС с учётом потерь составит: $N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) = N_{\text{ДЭС}}^{\text{min доп.}} = 160$ кВт при мощности ДЭС для потребителя:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) = (N_{\text{ДЭС}}^{\text{миндоп.}} - \% \text{п.п.} / 100 N_{\text{ДЭС}}) / (1 + \% \text{пр.п.} / 100) =$$

$$= (160 - 0,02 \cdot 400) / (1 + 0,03) = 146,6 \text{ кВт и потерях на СН ДЭС:}$$

$$\Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) = N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) - N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(2) = 160 - 146,6 = 13,4 \text{ кВт.}$$

В этом случае среднечасовая мощность ВЭС для потребителя:

$$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = P_{\text{потр.}}(t) - N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 200 - (160 - 13,4) = 53,4 \text{ кВт.}$$

Еще раз уточняем количество работающих ВЭУ:

$$n_{\text{ВЭУ}}^{\text{р}}(t) = \frac{N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t)}{N_{\text{ВЭУ}}^{\text{max}}(t)} = 53,4 / 150 = 0,36 \text{ и округляем до 0.}$$

Следовательно, $N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 0$ кВт и $\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 0,02 \cdot 300 = 6$ кВт.

Еще раз корректируется среднечасовая мощность ДЭС без учёта потерь:

$$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 200 \text{ кВт и с учетом потерь } N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 200 + 15,6 + 6 = 221,6 \text{ кВт.}$$

Свободная энергия за счет вывода из работы части ВЭУ:

$$N_{\text{своб.}}(t) = N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}(t) - N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}(t) = 300 \text{ кВт.}$$

Результаты расчетов – среднечасовые значения электрической мощности потребителя, ДЭС и ВЭС для варианта 4 состава оборудования ВДЭК представлены в табл. 12.6.

Таблица 12.6

Среднечасовые значения электрической мощности потребителя и оборудования ВДЭК (Вариант 4)

t, ч	$P_{\text{потр.}}$, кВт	$N_{\text{ВЭС}}^{\text{max}}$, кВт	$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}$, кВт	$\Delta N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}$, кВт	$N_{\text{ДЭС}}^{\text{раб.}}$, кВт	$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}$, кВт	$N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}$, кВт	$\Delta N_{\text{ВЭС}}^{\text{раб.}}$, кВт	$N_{\text{своб.}}$, кВт	Δt , ч
1	370	231	165,87	13,9	151,93	231	218,03	12,97	0	1
2–10	350	250	251,3	16,5	234,8	0	115,2	9,8	125	1
11	200	300	221,6	15,6	200	0	0	6	300	9
12–18	300	0	324,74	18,74	300	0	0	6	0	7
19–20	400	200	227,83	15,83	212	200	188	12	0	2
21–24	170	181,5	0	9	0	181,5	170	11,5	0	4

Показатели энергетической эффективности оборудования (ДЭС, ВЭС) для четырех рассмотренных вариантов состава ВДЭК представлены в табл. 12.7. Расчет показателей энергетической эффективности производился по формулам (12.11) – (12.14).

Таблица 12.7

**Показатели энергетической эффективности оборудования (ДЭС, ВЭС)
для четырех вариантов состава ВДЭК**

Показатель	ВЭУ №1 (300 кВт) + +ДГУ (450 кВт)		ВЭУ №2 (150 кВт) + +ДГУ (450 кВт)	
	Вар. 1 ВЭУ с рег. лоп.	Вар. 2 ВЭУ с нерег. лоп.	Вар. 3 ВЭУ с рег. лоп.	Вар. 4 ВЭУ с нерег. лоп.
$\mathcal{E}_{\text{ВЭС}}$, кВт·ч	3304,6	1274	3304,6	2310,80
$\mathcal{E}_{\text{ДЭС}}$, кВт·ч	3995,4	6026	3995,4	4989,20
$\mathcal{E}_{\text{пот.}}$, кВт·ч	7300,0	7300	7300,0	7300,00
$\mathcal{E}_{\text{выт.}}^{\text{ДЭС}}$, %	45,3	17,4	45,3	31,65
$K_{\text{ИУМ}}^{\text{ВЭС}}$	0,5	0,18	0,5	0,32
$K_{\text{ИУМ}}^{\text{ДЭС}}$	0,4	0,56	0,4	0,46
$K_{\text{ИУМ}}^{\text{ВДЭК}}$	0,4	0,4	0,4	0,41
$\Delta V_{\text{эк.}}$, кг	1090,5	420,4	1090,5	762,56
$\mathcal{E}_{\text{своб.}} = \mathcal{E}_{\text{рег.}}$ кВт·ч	393,0	2550,0	393,0	1425,00
$\mathcal{E}_{\text{своб.}} = \mathcal{E}_{\text{рег.}}$ в % от $\mathcal{E}_{\text{пот.}}$	4,9	34,9	4,9	19,52

По данным из табл. 12.7 по показателям энергетической эффективности при выполнении дополнительного критерия ($\mathcal{E}_{\text{своб.}}$ не более 5%) можно заключить, что наиболее оптимальными вариантами состава ВДЭК являются варианты 1 и 3.

**12.4.4. Влияние учета фактического расхода топлива
на энергетическую эффективность ВЭС в составе ВДЭК**

При технико-экономическом обосновании ВДЭК оценка экономии топлива на ДЭС, как правило, проводится при неизменном удельном расходе топлива $b_{\text{уд.}}$, соответствующем номинальной мощности ДЭС и указанном в паспортных данных

производителя. Однако, как показано ниже в примере это не всегда правильно, в некоторых случаях в зависимости от режима работы ДЭС следует учитывать удельную характеристику топлива $b_{уд.}(N_{ДЭС})$ [4]. Это поясняется на ниже приведенном примере.

Пример. По данным проектируемого ВДЭК о. Попова (Приморский край, Владивостокский городской округ) была проведена оценка доли работы ДЭС в зоне с пониженной нагрузкой. Для этого были построены характеристики повторяемости работы ДЭС с различными мощностями с учетом интеграции ВЭС в существующую систему электроснабжения базе ДЭС и без учета (рис. 12.14).

Для рассматриваемого потребителя интеграция ВЭС приводит к увеличению повторяемости работы ДЭС с пониженной мощностью (менее $0,5 \cdot N_{ном.}$) на 5,3%, что влияет на увеличение расхода топлива в этот период работы.

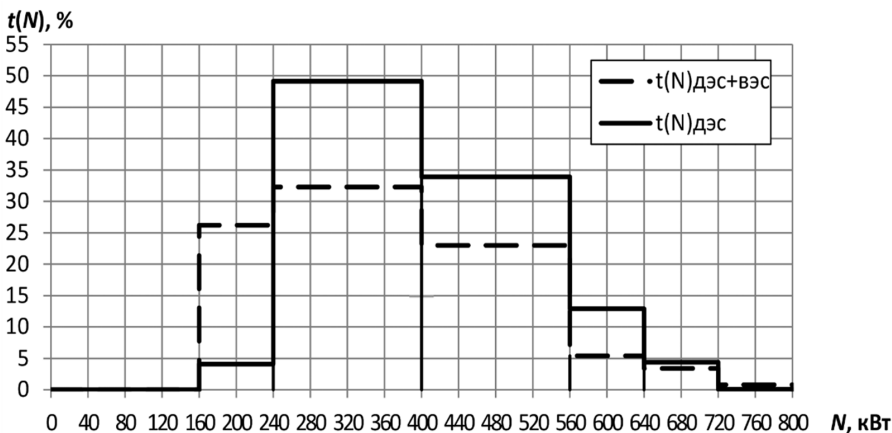


Рис. 12.14. Характеристика повторяемости работы ДЭС с учетом (без учета) ВЭС о. Попова

Используя фактические данные по вырабатываемой энергии ДЭС о. Попова и расходу топлива на ней за каждые 8 часов:

- было выявлено, что большую часть времени года (а именно 55%) ДЭС работает в режиме с повышенным расходом топлива;

- была получена аппроксимирующая зависимость удельного расхода топлива от рабочей мощности ДЭС (рис. 12.15): $b_{уд.} = 864,82 \cdot N_{ДЭС}^{-0,208}$, где $b_{уд.}$ – удельный расход дизельного топлива на ДЭС, г/кВт·ч, $N_{ДЭС}$ – рабочая мощность ДЭС, кВт. Годовой расход топлива, рассчитанный по этой зависимости

отличается на 0,6% от фактического, что позволяет ее верифицировать и использовать в дальнейших расчетах по анализу влияния учета фактического расхода топлива на энергетическую эффективность внедряемой ВЭС. На основе проведенных расчетов в табл. 12.8 представлены: годовой расход топлива на ДЭС (ВДЭС, т/год), экономия топлива на ДЭС при внедрении ВЭС (ΔB , т/год) при условии постоянного удельного расхода (223,2 г/кВт·ч) и расхода, определяемого по зависимости $b_{уд.} = 864,82 \cdot N_{ДЭС}^{-0,208}$.

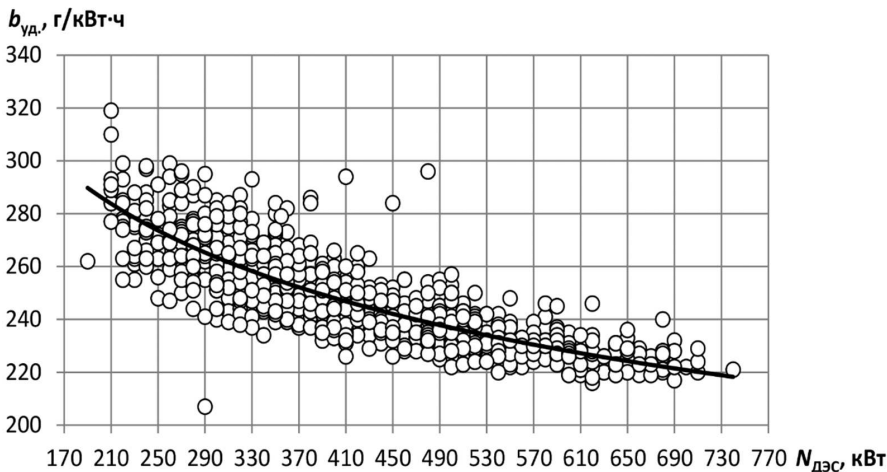


Рис. 12.15. Табулированная и аппроксимирующая зависимости $b_{уд.}(N_{ДЭС})$

Таблица 12.8

Годовой расход топлива на ДЭС с учетом (без учета) характеристики $b_{уд.}(N_{ДЭС})$

Состав ЭК	Расчет при $b_{уд.} = \text{const}$ (223,2 г/кВт·ч)		Расчет по характеристике $b_{уд.} = 864,82 \cdot N_{ДЭС}^{-0,208}$	
	ВДЭК, т/год		ВДЭК, т/год	
ДЭС	ВДЭК, т/год	815,7	ВДЭК, т/год	935,0
	ΔB , т/год	0	ΔB , т/год	0
ДЭС + ВЭС	ВДЭК, т/год	557,2	ВДЭК, т/год	612,0
	ΔB , т/год	258,5	ΔB , т/год	323,0

Анализ полученных результатов выявил, что учет характеристики $b_{уд.}(N_{ДЭС})$ приводит к повышению экономии топлива за счет интегрируемой ВЭС на 2,8% (и, соответственно, к повышению экономических показателей внедряемой ВЭС), который зависит от распределения нагрузки между ВЭС и ДЭС.

Аналогично, была проведена оценка доли работы ДЭС действующего ВДЭК п. Усть-Камчатск в зоне с пониженной нагрузкой. Расчеты проводились для существующего состава оборудования ВДЭК в соответствии с уравнением баланса мощности при условии равномерной загрузки существующих ДГУ в составе ДЭС.

В результате проведенных расчетов было выявлено, что за расчетный период отсутствуют интервалы времени, когда ДЭС работает с пониженной нагрузкой (ниже $0,5 \cdot N_{ном.}$) (рис. 12.16). Следовательно, влияние учета удельной расходной характеристики ДЭС на величину расхода топлива на данном ВДЭК не обнаружено.

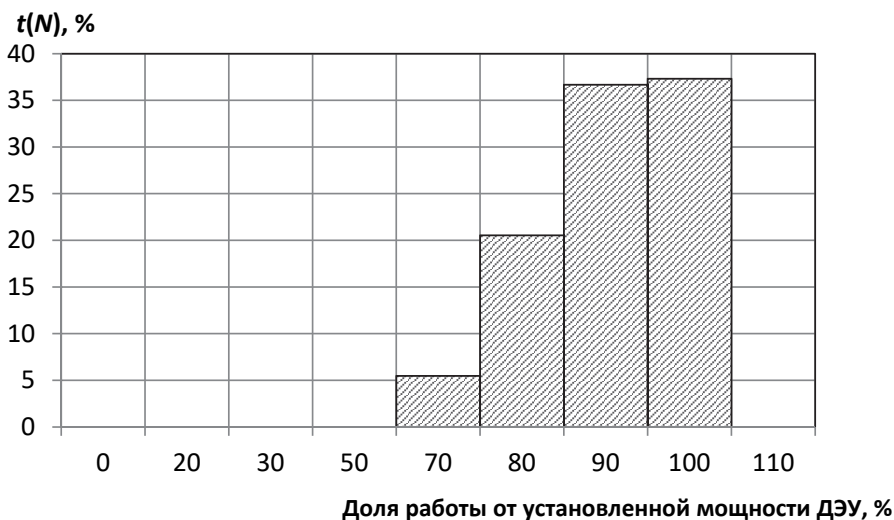


Рис. 12.16. Характеристика повторяемости работы ДЭС с учетом ВЭС

На основании приведенного примера рекомендуется учитывать характеристику $b_{уд.}(N_{ДЭС})$ при технико-экономическом обосновании ВДЭК в тех случаях, когда при внедрении ВЭС в существующий энергокомплекс на базе ДЭС происходит существенное увеличение годовой доли работы ДЭС с пониженной мощностью.

Контрольные вопросы и задания

1. Каковы основные недостатки ДЭС?
2. Каковы преимущества ВДЭК по сравнению с ДЭС?
3. Какова роль ВЭС в составе ВДК?
4. Каковы степени использования ВЭС по мощности и энергии?
5. Какие факторы влияют на степень использования ВЭС по энергии в составе ВДЭК?
6. Каков критерий энергетической эффективности ВДЭК?
7. Какие факторы влияют на КПД ДЭС?
8. Как влияет увеличение уровня использования ВЭС по мощности на КПД ВДЭК?
9. Какова схема ВДЭК с подзарядкой АБ от ДЭС?
10. Какова схема ВДЭК с основным источником энергии от ДЭС?
11. Какая схема ВДЭК предусматривает параллельную работу ВЭС и ДЭС?
12. Каковы факторы, определяющие целесообразность внедрения ВЭС в ЭК на базе ДЭС?
13. Каковы факторы, влияющие на структуру и состав оборудования ВДЭК?
14. Каково условие выбора мощности ДГУ?
15. Каковы условия выбора мощности ДЭС?
16. Каковы критерии выбора марок ВЭУ?
17. Каковы технические требования, учитываемые при выборе марок ВЭУ?
18. Каким образом производится выбор мощности ВЭС в составе ВДЭК?
19. Установите критерии выбора оптимального состава оборудования ВДЭК.
20. Определите основные показатели энергетической эффективности ВДЭК.
21. Каково уравнение баланса мощности ВДЭК без аккумулялирования энергии?
22. Что такое свободная мощность ВДЭК?
23. Какие существуют способы сокращения свободной мощности ВЭС в составе ВДЭК?
24. Какое допущение принимается по режиму работы нескольких ВЭУ в составе ВДЭК?
25. В каких случаях отсутствие учета характеристики $b_{уд.}(N_{ДЭС})$ приводит к ошибке определения экономических показателей эффективности внедряемой ВЭС?
26. На основании каких документов идет внедрение ветродизельных энергокомплексов в России?

Список литературы

1. Постановление Правительства РФ от 30.03.2021 №484 (ред. от 24.09.2024) «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации».
2. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2017 №1209-р «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года».
3. Постановление Правительства РФ от 09.09.2023 №1473 «Об утверждении комплексной государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности».
4. Дерюгина, Г.В. Ветро дизельные энергокомплексы: учеб. пособие / Г.В. Дерюгина, Е.В. Игнатъев. – М.: Издательство МЭИ, 2022.
5. Бобров, А.В. Ветро дизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении / А.В. Бобров, В.А. Тремясов – Красноярск: Издательство Сибирского федерального университета, 2012.
6. Радин, В.И. Управляемые электрические генераторы при переменной частоте / В.И. Радин, А.Е. Загорский, Ю.Г. Шакарян. – М.: Энергия, 1988.
7. Андрианов, В.Н. Ветроэлектрические станции / В.Н. Андрианов и др.; отв. ред. В.Н. Андрианов. – М.: ГЭИ, 1960.
8. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.В. Шандорова. – М.: Энергоатомиздат, 2008.
9. Васьков, А.Г. Техничко-экономическое обоснование ветровой электростанции в составе ветродизельного комплекса: метод. указания / А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Н.Д. Карпов и др. – М.: Издательство МЭИ, 2018.
10. ГОСТ Р 51991-2002 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.
11. ГОСТ Р 54418.2-2014 Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч. 2. Технические требования к малым ветроэнергетическим установкам.
12. International standard IEC 61400-2 Wind turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines.
13. ГОСТ Р 54418.1-2012 Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Ч. 1. Технические требования.
14. International standard IEC 61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements.
15. Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М.: Наука, 1976.

16. Гук, Ю.Б. Оценка надежности электроустановок / Ю.Б. Гук, Э.А. Лосев, А.В. Мясников. – М.: Энергия, 1974.

17. Веников, В.А. Применение статистических методов факторного планирования эксперимента и расчета к оценке статической устойчивости при учете неточности задания параметров схем и режимов электрических систем / В.А. Веников и др. // Известия вузов. Энергетика. – 1973. – №4 – С. 9–22.

18. Гук, Ю.Б. Основы выбора оптимальных решений / Ю.Б. Гук и др. – Л.: ЛПИ им. М.И. Калинина, 1977.

19. Лещинская, Т.Б. Применение методов многокритериального выбора при оптимизации систем электроснабжения сельских районов / Т.Б. Лещинская // Электричество. – 2003. – №1 – С. 14–22.

20. Васьков, А.Г. Ветроэнергетика: учеб. пособие / А.Г. Васьков, Г.В. Дерюгина, Н.К. Малинин и др. – М.: Издательство МЭИ, 2016.

Учебное издание

Васьков Алексей Геннадьевич
Дерюгина Галина Владимировна
Игнатъев Евгений Витальевич
Илюшин Павел Владимирович
Шуркалов Петр Сергеевич

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Учебник

Редактор О.А. Бешенцева
Компьютерная верстка Ю.И. Захаровой

Подписано в печать	30.06.25.	Печать офсетная	Формат 70x100 1/16
Печ. л. 35,0	Тираж 120 экз.	Изд. № 25уК-008	Заказ № 177

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.