

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ДЕПАРТАМЕНТ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ
И ОБРАЗОВАНИЯ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

КРАСНОЯРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Бастрон А.В., Тремясов В.А., Цугленок Н.В., Чебодаев А.В.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

Красноярск 2015

ББК 31.62 (Рос-; Крн)
В39

Рецензенты:

С.К. Шерьязов, д-р техн. наук, проф. каф. «Электроснабжение сельского хозяйства» ФГБОУ ВПО «Челябинская государственная агроинженерная академия»

Л.В. Куликова, д-р техн. наук, проф. каф. «Электрификация производства и быта» ФГБОУ ВПО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова»

Бастрон А.В., Тремясов В.А.,
Цугленок Н.В., Чебодаев А.В.

В 39 Ветроэнергетика Красноярского края / А.В. Бастрон [и др.]; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2015. – 252 с.

ISBN 978-5-94617-345-2

В монографии изложены возможности современной ветроэнергетики в климатических, географических и социально-экономических аспектах использования на территории муниципальных образований Красноярского края.

Предназначено для студентов, магистрантов и аспирантов агроинженерных и энергетических специальностей высших учебных заведений, а также научных работников и специалистов агроинженерных и энергетических специальностей при прохождении ими курсов повышения квалификации по энергосбережению и использованию возобновляемых источников энергии.

В монографии использованы результаты научных исследований, проведенных совместно с канд. техн. наук Бобровым Алексеем Васильевичем.

ББК 31.62 (2Рос-; Крн)

ISBN 978-5-94617-345-2

© Бастрон А.В., Тремясов В.А.,
Цугленок Н.В., Чебодаев А.В., 2015
© ФГБОУ ВПО «Красноярский государственный
аграрный университет», 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ РЕСУРСОВ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ.....	11
1.1 Климатологические характеристики ветровой энергии	11
1.1.1 Ветровой кадастр	11
1.1.2 Средние скорости ветра	12
1.1.3 Зависимость средней скорости ветра от высоты.....	13
1.1.4 Временные зависимости средней скорости ветра	14
1.2 Ветроэнергетический потенциал Красноярского края в разрезе муниципальных образований	17
1.2.1 Валовой потенциал	17
1.2.2 Карта ветроресурсов Красноярского края	18
1.2.2.1 Методика районирования территории Красноярского края по ветроэнергетическим ресурсам	18
1.2.2.2 Результаты исследования показателей ветроэнергети- ческого кадастра Красноярского края	22
1.3 Районирование по трем основным ветровым зонам	39
1.3.1 Описание трех основных ветровых зон	39
1.3.2 Районирование муниципальных районов по ветровым зонам.....	41
1.3.2.1 Ачинский муниципальный район	43
1.3.2.2 Балахтинский муниципальный район	45
1.3.2.3 Березовский муниципальный район	46
1.3.2.4 Боготольский муниципальный район	48
1.3.2.5 Енисейский муниципальный район	50
1.3.2.6 Иланский муниципальный район	52
1.3.2.7 Канский муниципальный район	52
1.3.2.8 Назаровский муниципальный район	55
1.3.2.9 Новоселовский муниципальный район	57
1.3.2.10 Рыбинский муниципальный район	58
1.3.2.11 Северо-Енисейский муниципальный район.....	60
1.3.2.12 Сухобузимский муниципальный район	62
1.3.2.13 Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район.....	64

1.3.2.14 Туруханский муниципальный район	67
1.3.2.15 Тюхтетский муниципальный район	70
1.3.2.16 Ужурский муниципальный район.....	71
1.3.2.17 Уярский муниципальный район	73
1.3.2.18 Эвенкийский муниципальный район.....	75
1.3.2.19 Другие муниципальные районы	77
1.4 Методика определения выработки электроэнергии ВЭУ ...	78
ГЛАВА 2 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ И НА ТЕРРИТОРИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ.....	83
2.1 Классификация современных ВЭУ по мощности и область их применения	83
2.2 Современное состояние ветроэнергетики	85
2.3 Анализ ветрогенераторов современных производителей...	94
2.3.1 Производители ВЭУ большой и средней мощности	94
2.3.2 Производители ВЭУ малой мощности	101
2.4 Реновированные ветрогенераторы	113
2.5 Развитие ветроэнергетики в Красноярском крае	116
2.5.1 Поселок Диксон – первая попытка строительства ВЭС ...	116
2.5.2 Поселок Левинские пески – первая ВЭС на Таймыре	117
2.5.3 Существующие ВЭУ	120
2.6 Прогноз потенциального спроса на ветроустановки на территории Красноярского края	122
ГЛАВА 3 ВОПРОСЫ СОВМЕСТНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВЭУ С ДРУГИМИ ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ.....	128
3.1 Ветродизельные комплексы.....	128
3.2 Параллельная работа ВЭУ с другими генераторами на базе ВИЭ	142
3.3 Параллельная работа ВЭУ с энергосистемой	146
3.4 Выработка тепловой энергии ВЭУ	153
3.5 Основные потребители электроэнергии ВЭУ в России и требования к оборудованию	156
3.6 Требования и методические подходы при проектировании и сооружении ветроэлектростанций	163
3.7 Экологические, этнические и социально-экономические аспекты развития ветроэнергетики на территории Красноярского края	168
3.8 Технология монтажа и управление безопасностью при эксплуатации ВЭУ.....	175

ГЛАВА 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВТОНОМНЫХ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	179
4.1 Разработка вариантов состава генерирующего оборудования ветропарков	179
4.2 Экономическая оценка эффективности рекомендуемого состава ВЭС	182
4.2.1 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью 900-1500 кВт.....	182
4.2.2 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью 100-275 кВт.....	191
4.2.3 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью 30-100 кВт.....	196
4.2.4 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью до 15 кВт.....	199
ГЛАВА 5 ПИЛОТНЫЕ ПРОЕКТЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕВЕРНЫХ ПОСЕЛКОВ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.....	204
5.1 Алгоритм технико-экономической оценки пилотного проекта	204
5.2 Пилотный проект ВЭС в поселке Диксон.....	205
5.2.1 Техничко-экономическая оценка пилотного проекта в поселке Диксон.....	205
5.2.2 Обоснование необходимости строительства ВЭС в поселке Диксон.....	212
5.2.3 Конструктивное исполнение ветрогенераторов «Nordwind»	215
5.2.4 Структурная схема ВЭС	217
5.2.5 Режимы работы ВЭУ	218
5.2.6 Затраты на реализацию проекта, план финансирования	219
5.2.7 Обслуживание ВЭУ	221
5.2.8 Экология	222
5.2.9 Заключение о возможности реализации пилотного проекта в поселке Диксон.....	223
5.3 Строительство ВЭС для электроснабжения села Караул и поселка Носок.....	224
5.3.1 Техничко-экономическая оценка пилотного проекта в селе Караул.....	224
5.3.2 Техничко-экономическая оценка пилотного проекта в поселке Носок.....	232

5.3.3 Обоснование необходимости строительства ВЭС в селе Караул и поселке Носок.....	239
5.3.4 Затраты на реализацию проекта, план финансирования...	241
5.3.5 Заключение о возможности реализации пилотного проекта в селе Караул и поселке Носок.....	243
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	245
ЛИТЕРАТУРА.....	248

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

AKWI – ассоциация ветроиндустрии Аляски;
GWEC – всемирная ветроэнергетическая ассоциация;
VARTM – трансфертное формование пластмасс с помощью вакуума;
АБ – аккумуляторная батарея;
АО – акционерное общество;
АСЭС – автономная система электроснабжения;
АТЭС – Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество;
АТР – Азиатско-Тихоокеанский регион;
ББП – блок бесперебойного питания;
ВДК – ветродизельный комплекс;
ВДЭУ – ветродизельная энергетическая установка;
ВДСЭС – ветродизельная система электроснабжения;
ВИМ – Всероссийский институт механизации;
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
ВИЭСХ – Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства;
ВК – ветроколесо;
ВЭУ – ветроэнергетическая установка;
ВЭС – ветроэлектрическая станция;
ВЭП – ветроэнергетический потенциал;
ГАЭС – гидроаккумулирующая электрическая станция
ГЭК – гибридный энергетический комплекс;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ГНУ – государственное научное учреждение;
ГОС – государственный образовательный стандарт;
ДВС – двигатель внутреннего сгорания;
ДГ – дизельный генератор;
ДИКБ – Днепропетровское исследовательское конструкторское бюро;
ДЭМ – дежурный электромонтер;
ДЭС – дизельная электрическая станция;
ЕСН – единый социальный налог;
КМНС – коренной малочисленный народ Севера;
КПД – коэффициент полезного действия;
ЛЭП – линия электропередач;
ЛЭЭС – локальные электроэнергетические системы;
Мини-ГЭС – мини-гидроэлектростанция ;
НДС – налог на добавленную стоимость;

НИИ – научно-исследовательский институт;
ОАО – открытое акционерное общество;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ППР – планово-предупредительные ремонты;
РАВИ – Российская ассоциация ветроиндустрии;
РЭК – региональная энергетическая комиссия;
СМР – строительно-монтажные работы;
СНГ – страны независимых государств;
СО – системный оператор;
СПС – система пожарной сигнализации;
ТЭО – технико-экономическая оценка;
ТЭР – топливно-энергетический ресурс;
ЦАГИ – Центральный аэрогидродинамический институт;
ЦВЭИ – Центральный ветроэнергетический институт;
ЦНИЛВ – Центральная научно-исследовательская лаборатория по ветродвигателям;
ЭВМ – электронная вычислительная машина.

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы практически во всех странах мира наращивается выработка электрической и тепловой энергии путем использования возобновляемых источников энергии – солнечной, ветровой, геотермальной, энергии малых рек, биомассы и др. Это связано с постоянным удорожанием и истощением традиционных энергоресурсов – нефти, газа, угля, обострившимися проблемами экологии, необходимостью надежного и эффективного энергоснабжения отдаленных, труднодоступных и специфических потребителей.

В мире к концу 2000 г. установленная мощность ВЭУ составила 15,887 ГВт, а производство электроэнергии от ВЭУ составило порядка 25 млрд кВт·ч. В Дании установленная мощность ветроэнергетических установок составляла 2,016 ГВт, в Германии – 5,432 ГВт, в США – 2,495 ГВт, а в России только 5 МВт, при этом на душу населения приходилось 381,82; 66,19; 9,32 и 0,03 Вт/чел. соответственно.

Благодаря развитию ветровой энергетики в мире, с 1981 по 2010 г. произошло снижение стоимости 1 кВт установленной мощности ВЭУ с 4000 до 1000 долл. США, что позволило снизить себестоимость электроэнергии с 30 до 4 центов. К концу 2010 г. установленная мощность ВЭУ в мире составила уже 198 ГВт, т.е. увеличилась за 10 лет более чем на порядок, при этом установленная мощность ВЭУ в России практически не изменилась.

Ветроэнергетический потенциал России составляет 10 млн т у.т. Красноярский край – один из самых больших субъектов Российской Федерации.

В Красноярском крае имеется целый ряд потребителей, которые не присоединены к централизованной системе энергоснабжения. Для подключения к энергосистеме небольшой нагрузки усадебного дома требуется строительство высоковольтной ЛЭП и понизительной ТП. ВЭУ и микроГЭС могут успешно дополнить недостающую мощность энергоснабжения и являться дополнительным или автономным источником энергии.

Целью представленной работы являлось рассмотрение возможностей современной ветроэнергетики в климатических, географических и социально-экономических аспектах использования на территории муниципальных образований Красноярского края.

Для достижения цели решены следующие задачи:

– проведен анализ существующих технологий производства ветроэнергетических установок: номенклатура выпускаемой продукции ключевых российских и зарубежных производителей ВЭУ, инновационные составляющие продукции, критический обзор различных технических и технологических решений с выбором наиболее оптимальных и эффективных для климатических условий Красноярского края;

– проведен экспериментально-расчетный анализ применения энергии ветра на территории Красноярского края с дифференцированной оценкой энергетического потенциала территорий;

– создан реестр существующих на территории Красноярского края объектов генерации энергии на базе ВЭУ и проведен анализ их опыта эксплуатации;

– рассмотрены вопросы совместного функционирования существующих генерирующих объектов с предлагаемыми генерирующими объектами на базе ВЭУ, повышения энергоэффективности производства электроэнергии комбинированных систем в географических и климатических условиях Красноярского края;

– проведен сравнительный анализ и технико-экономическое обоснование по использованию различных видов ВЭУ на территории Красноярского края;

– разработана методика технико-экономической оценки применения ВЭУ для нужд энергоснабжения муниципальных образований Красноярского края;

– проведен анализ экологических, этнических, социально-экономических аспектов развития ВЭУ на территории Красноярского края.

Глава 1 АНАЛИЗ РЕСУРСОВ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

1.1 Климатологические характеристики ветровой энергии

1.1.1 Ветровой кадастр

Ветер представляет собой случайный неуправляемый природный процесс, вызванный взаимодействием Солнца и Земли. Характерные особенности ветра как источника энергии заключаются в его непостоянстве. Кинетическая энергия ветрового потока изменяется в больших пределах даже в течение относительно небольших промежутков времени, поэтому мощность, развиваемая ветроэнергетической установкой, не является постоянной.

Для повышения эффективности использования энергии ветра в определенном районе важно, чтобы скорости ветра различных градаций были более равномерно распределены на протяжении всего года, а вероятность буревых скоростей ветра была бы минимальной. Использовать буревые ветры обычно не выгодно, так как они повторяются относительно редко. Считается, что использование ВЭУ является экономически выгодным, где средняя скорость ветра превышает определенную величину, а кривая распределения дает наиболее частую повторяемость скоростей в пределах 4-10 м/с [1, 2].

Ветроэнергетические установки обычно используют ветер в приземном слое на высоте до 50-70 м от поверхности Земли, поэтому наибольший интерес представляют характеристики движения воздушных потоков именно в этом слое. Важнейшей характеристикой, определяющей энергетическую ценность ветра, как отмечалось выше, является его скорость. Для определения скорости необходимо использовать данные ветрового кадастра [3].

Ветровой кадастр (Windcadaster), в соответствии с ГОСТ Р 51237-98 «Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения» [14] – это систематизированный свод сведений, характеризующий ветровые условия местности, составляемый периодически или путем непрерывных наблюдений и дающий возможность количественной оценки энергии ветра и расчета ожидаемой выработки ветроэнергетическими установками.

Сведения о повторяемости мгновенных и средних скоростей ветра, длительности возможных затиший представляют в виде стати-

стических закономерностей, а также в табличной или графической форме, пользуясь для этого материалами многолетних наблюдений на метеостанциях, публикуемыми в справочниках по климату СССР [5-8] и России, а также данными специальных анеморазведок. Данные ветроэнергетического кадастра служат основой расчетов, проводимых в ветроэнергетике [1-3, 8]. Для наиболее полного математического описания изменений интенсивности ветра во времени пользуются моделью случайного процесса, учитывающей как тенденции сезонной изменчивости общего уровня скоростей ветра, так и их случайные вариации [1, 8].

1.1.2 Средние скорости ветра

Опорная сеть гидрометеорологической службы систематически ведет наблюдения за скоростью ветра. Полученные данные являются основой для расчета кадастровых характеристик ветра [5-7, 12]. Проведенный анализ [1-2, 5-7, 12] позволил сделать вывод, что с учетом возможных вариаций среднегодовой скорости ветра от года к году вполне можно ограничиться 10-летним рядом наблюдений.

В метеорологических ежемесячниках приводится первичная обработка информации о скорости ветра по следующим формулам [2]:

$$V_{Mij} = \frac{\sum_{n=1}^N \sum_{l=1}^L v_{jni}}{NL}; \quad (1.1)$$

$$V_{\Gamma i} = \frac{\sum_{j=1}^J v_{Mij}}{J}, \quad (1.2)$$

где V_{Mij} – среднемесячная скорость ветра i -го года, j -го месяца, м/с; $v_{\Gamma i}$ – среднегодовая скорость ветра i -го года, м/с; L – число замеров скорости ветра в сутки, м/с; N – количество дней (суток) в месяце, шт.; v_{jni} – скорость ветра i -го замера n -х суток j -го месяца, м/с; J – число месяцев в году, шт.

Среднедолголетние скорости характеризуют ветер за длительный период времени: диапазон изменения интенсивности ветра широк, но в то же время наблюдаются и закономерные, обусловленные временем года и суток изменения. В практике ветроэнергетических

расчетов такие изменения принято называть годовым и суточным ходом ветра.

Годовой ход ветра – это сезонное изменение среднемесячной скорости ветра v_{Mj} , м/с:

$$v_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^I v_{Mij}}{I}, \quad (1.3)$$

суточный ход скорости ветра, v_{Cil} , м/с:

$$v_{Cil} = \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{n=1}^N v_{ijkl}}{I \cdot N}, \quad (1.4)$$

где v_{ijkl} – скорость ветра в l -й час n -х суток j -го месяца i -го года, м/с.

1.1.3 Зависимость средней скорости ветра от высоты

При установившемся ветровом потоке скорость ветра возрастает с увеличением высоты. Обычно регистрирующие приборы на метеостанциях располагаются на высотах 9-20 м. В то же время для оценки ветроэнергетической ценности какой-либо местности необходимо знание ветровой обстановки на различных высотах в приземном слое, так как оси современных ветроэнергетических установок средней и большой мощности могут находиться на различных высотах в приземном слое толщиной до 100 м. В связи с этим возникает задача построения распределения скоростей ветра для заданной местности и заданной высоты над поверхностью земли по измеренным значениям скорости ветра на высоте метеостанции.

Для оценки эффективности использования ветрового потока необходимо установление вертикального профиля скоростей ветра. Теоретические исследования обтекания плоской ровной поверхности стационарным потоком газа дает следующую зависимость скорости в потоке на высоте h от поверхности земли [8]:

$$v(h) = a \cdot (\ln h - \ln h_0), \quad (1.5)$$

где a – постоянная, определяющая общую интенсивность потока;
 h_0 – величина, определяющая масштаб шероховатости поверхности.

Эта формула пригодна при $h \gg h_0$, т.е. для строительства ВЭУ предпочтительной является местность с отсутствием прилежащих вышестоящих гор, высоких деревьев и т.д. Для простоты расчета изменение коэффициента возрастания средней скорости ветра с высотой представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Коэффициент возрастания средней скорости ветра с высотой

Сезон	Высота, м					
	10	20	40	60	80	100
Зима	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50
Весна	1	1,17	1,36	1,50	1,59	1,66
Лето	1	1,18	1,40	1,55	1,67	1,76
Осень	1	1,12	1,26	1,35	1,43	1,50
Год	1	1,15	1,32	1,44	1,53	1,60

Как видно из представленной таблицы, на высоте 60-80 м средняя скорость ветра возрастает почти в 1,5 раза. ВЭУ большой мощности с высокой башней будет намного более производительной, чем ВЭУ малой мощности, расположенная на высоте флюгера 10-14 м. При оценке производительности различных ВЭУ в рамках данной работы учитывается высота башни ВЭУ.

1.1.4 Временные зависимости средней скорости ветра

Для исследования квазистационарных режимов энергосистемы с ВЭУ в ее составе достаточно считать среднюю скорость (v_{cp}) ветра постоянной на базе более или менее продолжительном интервале времени.

Задавая различные значения v_{cp} , можно исследовать адаптацию в энергосистеме, меняющейся во времени мощности ВЭУ. При этом выявляются диапазоны изменения нагрузки других генерирующих источников, работающих в энергосистеме вместе с ВЭУ, перетоков мощности в ветвях связывающей их электрической сети, определяются диапазоны изменения напряжений и реактивной мощности в узлах электрической сети, а также может быть оценена потребность в средствах компенсации реактивной мощности.

Из опыта многолетних наблюдений известно, что происходят непрерывные флуктуации текущего значения скорости относительно

ее среднего значения (порывы ветра) различной амплитуды и продолжительности.

Для упрощения исследований влияния на работу ВЭУ отдельных порывов ветра изменение скорости ветра можно задавать функцией времени трапецеидального вида:

$$v(t) = \begin{cases} v_n & \text{при } t < t_1 \\ v_n + (v_m - v_n) \cdot (t - t_1) / (t_2 - t_1) & \text{при } t_1 \leq t < t_2 \\ v_m & \text{при } t_2 \leq t < t_3 \\ v_m + (v_k - v_m) \cdot (t - t_3) / (t_4 - t_3) & \text{при } t_3 \leq t < t_4 \\ v_k & \text{при } t_4 \leq t, \end{cases} \quad (1.6)$$

где v_n – начальное значение средней скорости ветра ($0 < v_n < v_m$), м/с; v_m – максимальное значение средней скорости ветра, м/с (в частном случае $v_m = v_p$, где v_p – расчетная скорость ветра для конкретной ВЭУ); v_k – конечное значение скорости ветра, м/с ($0 < v_k < v_m$).

Изменение вида функции $v(t)$ достигается вариацией значений v_n , v_m , v_k и интервалов времени в выражении (1.6). Однако для более детального анализа работы ВЭУ при порывистом ветре целесообразно для моделирования порывов ветра пользоваться гармоническими функциями. Такой подход основан на том, что переменную составляющую скорости ветра можно представить как сумму гармонических составляющих. При этом исследование поведения ВЭУ удобно проводить для каждой гармонической составляющей отдельно. Текущее значение скорости ветра в функции времени при каждом подходе представляется выражением

$$v(t) = v_{cp}(t) + \sum_{i=1}^{\infty} v_{порi} \cdot \sin(\omega_{ki} \cdot t), \quad (1.7)$$

где $v_{cp}(t)$ – сравнительно медленно меняющееся среднее значение скорости ветра, м/с; $v_{порi}$ – амплитуда i -й составляющей скорости порыва ветра, м/с; ω_{ki} – частота i -й гармонической составляющей скорости порыва ветра.

Амплитуда колебания скорости ветра определяется из соотношения

$$v_{пор} = v_{max} - v_{cp}, \quad (1.8)$$

где максимальная скорость ветра v_{max} находится из эмпирического выражения

$$v_{max} = A + B \cdot v_p, \quad (\text{обычно } A = 7,2; B = 1,2). \quad (1.9)$$

Частота колебаний отдельных гармонических составляющих скорости в порыве ветра

$$\omega_k = \pi K, \quad (1.10)$$

где K – число порывов в 1 с, находится из эмпирического выражения

$$K = 0,0038 v_{cp}^{2,28} \text{ порывов/с.} \quad (1.11)$$

При исследовании влияния отдельных составляющих скорости порывов ветра на работу ВЭУ в (1.8) принимается $v_{cp} = \text{const}$ и расчеты проводятся для нескольких характерных значений v_{cp} , например, для $v_{cp} = v_n$, $v_n < v_{cp} < v_p$ и $v_{cp} = v_p$. Значения амплитуд и частот гармонических составляющих скорости порывов ветра, вычисленные в соответствии с (1.8)-(1.11), отражены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Амплитуды и частоты гармонических составляющих скорости порывов ветра

v_{cp} , М/с	$v_{пор}$, М/с	ω , рад/с	v_{cp} , М/с	$v_{пор}$, М/с	ω , рад/с
1	7,4	0,019	16	10,4	6,021
2	7,6	0,058	17	10,6	7,600
3	7,8	0,146	18	10,8	8,660
4	8,0	0,281	19	11,0	9,797
5	8,2	0,466	20	11,2	11,012
6	8,4	0,707	21	11,4	12,300
7	8,6	1,000	22	11,6	13,700
8	8,8	1,362	23	11,8	16,690
9	9,0	1,789	24	12,0	18,310
10	9,2	2,267	25	12,2	20,030
11	9,4	2,817	26	12,4	21,830
12	9,6	3,436	27	12,6	23,717
13	9,8	4,124	28	12,8	25,699
14	10,0	4,883	29	13,0	27,757
15	10,2	5,715	30	13,2	29,912

Данный параметр позволяет оценить диапазон колебаний различной скорости ветра (порывов), что позволяет получить диапазон вырабатываемой мощности ВЭУ при исследовании разных промежутков времени.

1.2 Ветроэнергетический потенциал Красноярского края в разрезе муниципальных образований

1.2.1 Валовой потенциал

Ветровой потенциал – это полная энергия ветрового потока какой-либо местности на определенной высоте над поверхностью земли.

Валовой потенциал, согласно ГОСТ Р 51237-98, это энергетический эквивалент ветрового потока какой-либо местности на определенной высоте над поверхностью земли.

Валовой потенциал энергии ветра определяется как суммарная энергия ветра, которая может быть использована системой ветроэлектрических установок высотой H . На основании имеющихся исследований обтекания препятствий воздушными потоками принимается условие, что возмущенный поток полностью восстанавливается на расстоянии, равном $20 H$ от каждой установки. Таким образом, полное использование энергии ветра на высоте H осуществляется ветроэнергетической системой, в которой ряды ветроэнергетических установок, ориентированных перпендикулярно направлению ветра, отстоят друг от друга на расстоянии $20 H$. Полная энергия, захватываемая установками на площади территории S , км², представляет валовой потенциал и определяется по формуле [8]

$$W_B = \frac{1}{40} \cdot \rho \cdot T \cdot S \cdot \int_0^{\infty} v^3 \cdot f(v) dv, \quad (1.12)$$

$$W_B = \frac{1}{40} \cdot \rho \cdot T \cdot S \cdot \sum_{i=1}^n v_i^3 \cdot p_i. \quad (1.13)$$

Для распределения Вейбулла формула определения валового потенциала энергии ветра имеет вид

$$W_B = \frac{1}{40} \cdot \rho \cdot T \cdot S \cdot c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right), \quad (1.14)$$

где $\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$ – гамма функция; c и k – параметры функции Вейбулла.

При определении валового потенциала энергии ветра площадь территорий Таймыра условно делилась на 4 части по местам расположения метеостанций – поселки Диксон, Волочанка и Хатанга, а также метеостанции на острове Правды.

Различие между численными значениями по формулам (1.13) и (1.14) служит оценкой погрешности измерений и методики расчета валового потенциала ветровой энергии. Ветроэнергетические характеристики в диапазоне рабочих скоростей ветра (4-25 м/с) в населенных пунктах Таймыра, где установлены метеостанции [8], приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Ветроэнергетические характеристики местности в местах установки метеостанций

Населенный пункт	Среднегодовая скорость ветра, м/с	$P_{уд},$ Вт/м ²	$E_{уд},$ Дж /м ² в год	Валовый потенциал, $W_{в},$ МВт·ч/ год
Волочанка	3,9	124	1086,1	1363,8
Диксон	7,5	486	4257,9	5346,7
Хатанга	4,8	143	1252,9	3552,6
Остров Правды	5,1	323	2829,1	1573,4
Караул	5,6	108	3384	4581,2
Дудинка	5,4	96,8	3096	4329,8

Валовый потенциал учитывает ВЭП региона, но не учитывает техническое исполнение ВЭУ. Технический потенциал, согласно ГОСТ Р 51237-98, это часть валового потенциала, которая может быть полезно использована с помощью современного ветроэнергетического оборудования с учетом требований социально-экологического характера.

1.2.2 Карта ветровых ресурсов Красноярского края

1.2.2.1 Методика районирования территории Красноярского края по ветроэнергетическим ресурсам

Задача по определению режима повторяемости скоростей ветра является довольно трудоемкой, так как связана с необходимостью обработки многолетних рядов наблюдений. Трудоемкость расчетов снижается при использовании материалов метеорологических ежемесячников, выпускаемых гидрометеорологической службой. В них исходная информация о скоростях ветра уже подвергнута первичной обработке, и данные о повторяемости скоростей приведены в виде

таблиц, в которых указано число случаев наблюдения скорости по интервалам: 0-1, 2-3, ..., 18-20, 21-24, 25-28, 29-34, 35-40 и 40 м/с.

Для статистической обработки материалов метеорологических наблюдений и получения эмпирической повторяемости скоростей ветра используется известное выражение [3, 30]

$$p_i = \frac{r_i}{R}, \quad (1.15)$$

где p_i – повторяемость скоростей в i -м интервале скорости Δv ; r_i – число замеров скорости, приходящихся на i -й интервал; R – общее число замеров скорости за рассматриваемый период времени.

Численные значения фактической повторяемости скоростей ветра, полученные по данным метеорологических ежемесячников, представлены по градациям, принятым гидрометеорологической службой, т.е. в диапазоне скоростей до 18 м/с по 2-метровым интервалам, а в области более высоких и реже наблюдаемых скоростей – по 3-, 4- и 6-метровым интервалам.

В то же время для выполнения целого ряда ветроэнергетических расчетов необходимо, чтобы данные о повторяемости скоростей ветра были представлены по более мелким, по крайней мере, 1-метровым интервалам скорости. Получение таких данных возможно после выравнивания эмпирических распределений скоростей ветра с помощью аналитических зависимостей. Для выравнивания повторяемости были предложены различные типы уравнений – Поморцева, Гулена, Гудрича, Гриневича, Вейбулла [2, 8, 12]. В нашей стране при выполнении кадастровых исследований наибольшее признание нашло 4-параметрическое уравнение Гриневича [3], имеющее вид

$$p = \alpha \frac{\Delta v}{\bar{v}} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^p \cdot \exp \left[-k \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^n \right], \quad (1.16)$$

где \bar{v} – средняя скорость ветра за рассматриваемый период времени; Δv – интервал градации скорости; v – скорость ветра, повторяемость которой t ищется в интервале от $v - \Delta v/2$ до $v + \Delta v/2$; α , p , k , n – параметры уравнения.

В основе определения параметров α , p , k , n лежит наложение на эмпирическое и аналитическое распределения скоростей ветра четырех условий: суммы повторяемостей скоростей ветра в обоих распре-

делениях составляют единицу, математические ожидания (средние скорости ветра) равны между собой, коэффициенты вариации и асимметрии распределений скоростей также равны между собой. Наложение этих четырех условий дает следующие уравнения [3]:

$$k = \frac{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right) \right]^n}{\left[\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right) \right]^n}; \quad (1.17)$$

$$\alpha = n \cdot \frac{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right) \right]^{p+1}}{\left[\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right) \right]^{p+2}}; \quad (1.18)$$

$$M_2 = \frac{\Gamma\left(\frac{p+3}{n}\right) \cdot \Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right)}{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right) \right]^2}; \quad (1.19)$$

$$M_3 = \frac{\Gamma\left(\frac{p+4}{n}\right) \cdot \left[\Gamma\left(\frac{p+1}{n}\right) \right]^2}{\left[\Gamma\left(\frac{p+2}{n}\right) \right]^3}, \quad (1.20)$$

где Γ – гамма-функция; M_2 и M_3 – соответственно относительные начальные моменты второй и третьей степеней, связанные с коэффициентами вариации C_v и асимметрии C_s выражениями [3]:

$$C_v = \sqrt{M_2 - 1}, \quad (1.21)$$

$$C_s = \frac{M_3 - 3M_2 + 2}{\sqrt{(M_2 - 1)^3}}. \quad (1.22)$$

В свою очередь эмпирические относительные начальные моменты второй и третьей степеней определяются выражениями:

$$M_2^{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^Z p_i \cdot v_i^2}{\left(\sum_{i=1}^Z p_i \cdot v_i \right)^2}, \quad (1.23)$$

$$M_3^{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^Z p_i \cdot v_i^3}{\left(\sum_{i=1}^Z p_i \cdot v_i \right)^3}, \quad (1.24)$$

где Z – число градаций скорости ветра.

Уравнения (1.17) и (1.18) не могут быть решены в явном виде относительно p и n , поскольку в них входит гамма-функция. В данном случае решение производилось методом последовательных приближений с применением ПЭВМ (в электронных таблицах Microsoft Excel) [3].

С использованием выражений (1.17)-(1.24) можно получить параметры уравнения Гриневича и соответствующие кривые повторяемости для любого пункта. Однако при разработке ветроэнергетического кадастра применительно к такой обширной территории, как Красноярский край, представляется целесообразным проведение районирования режимов повторяемости скоростей ветра, с тем, чтобы выявить группы метеостанций со схожими типами распределения скоростей и получить для них типовые аналитические зависимости.

Районирование режимов повторяемости скоростей ветра сводится к выявлению метеостанций с близкими значениями коэффициентов вариации C_v и асимметрии C_s , которые отображают графически зависимость $C_v = f(C_s)$. Точки, соответствующие метеостанциям, расположенным в близких физико-географических условиях, достаточно тесно группируются относительно некоторого центра, образуя своеобразный эллипс рассеивания.

Рассеивание точек внутри эллипсов может быть отнесено за счет различия в рельефе и степени открытости станций, погрешностей при производстве наблюдений и других факторов.

Согласно (1.19) и (1.22), ошибки в определении эмпирических коэффициентов C_v и C_s обуславливаются главным образом неточностями в вычислении повторяемости высоких скоростей ветра. Неточности усиливаются при умножении на квадрат или куб скорости ветра. В связи с этим целесообразно при районировании режимов повторяемости воспользоваться такой статистической характеристикой, как относительная высота центра тяжести площади под кривой распределения [3]:

$$C_o = \frac{\bar{v}}{2 \cdot \Delta v} \cdot \sum_{i=1}^z p_i^2. \quad (1.25)$$

Ценность этой характеристики заключается в том, что при ее вычислении возможные ошибки, допущенные при определении повторяемости крайних значений скоростей ветра, скрадываются, а роль

средней части распределения, являющейся наиболее достоверной, увеличивается. Зависимость связи коэффициентов $C_v = f(C_o)$ существенно дополняет зависимость $C_v = f(C_s)$ и позволяет более четко и строго выполнить районирование режимов повторяемости скоростей ветра.

1.2.2.2 Результаты исследования показателей ветроэнергетического кадастра Красноярского края

Для составления ветроэнергетического кадастра Красноярского края использованы также данные метеорологических станций Республик Хакасия и Тыва. Необходимость их использования обусловлена непосредственной близостью Красноярского края с этими двумя республиками. Целесообразность использования первичных материалов метеостанций, расположенных на территории Хакасии и Тывы, в дальнейших расчетах обусловлена необходимостью снижения погрешности при построении карты ветроэнергетических ресурсов юга Красноярского края. Были собраны и проанализированы первичные материалы по 61 метеорологической станции рассматриваемого региона в виде первично обработанных статистических характеристик по измерению скоростей ветра на 10-летний период.

Статистические характеристики скорости ветра зависят от особенностей местных условий: рельефа, высоты поверхности земли над уровнем моря, близости водоема, жилых и промышленных объектов, характера растительности и др. [2, 8, 12].

В технико-экономических задачах при сопоставлении различных регионов целесообразно выявлять территории, имеющие близкие по ветровым нагрузкам признаки. Это позволит разделить территорию Красноярского края на ряд ветровых районов, которые, не имея значительных отличий в ветровых нагрузках внутри себя, будут значимо различаться между собой.

Исходными параметрами для выполнения районирования служили значения средней годовой многолетней скорости ветра, приведенные к условиям открытой местности на плоских или выпуклых формах рельефа на высоте 10 м от поверхности земли.

Первоначально территория Красноярского края была разделена на семь ветровых зон, внутри которых размах колебаний составил

1 м/с, с использованием данных среднегодовой скорости ветра по 179 метеорологическим станциям.

Карта сети метеорологических станций на территории Красноярского края приведена на рисунке 1.1 и в таблице 1.4.

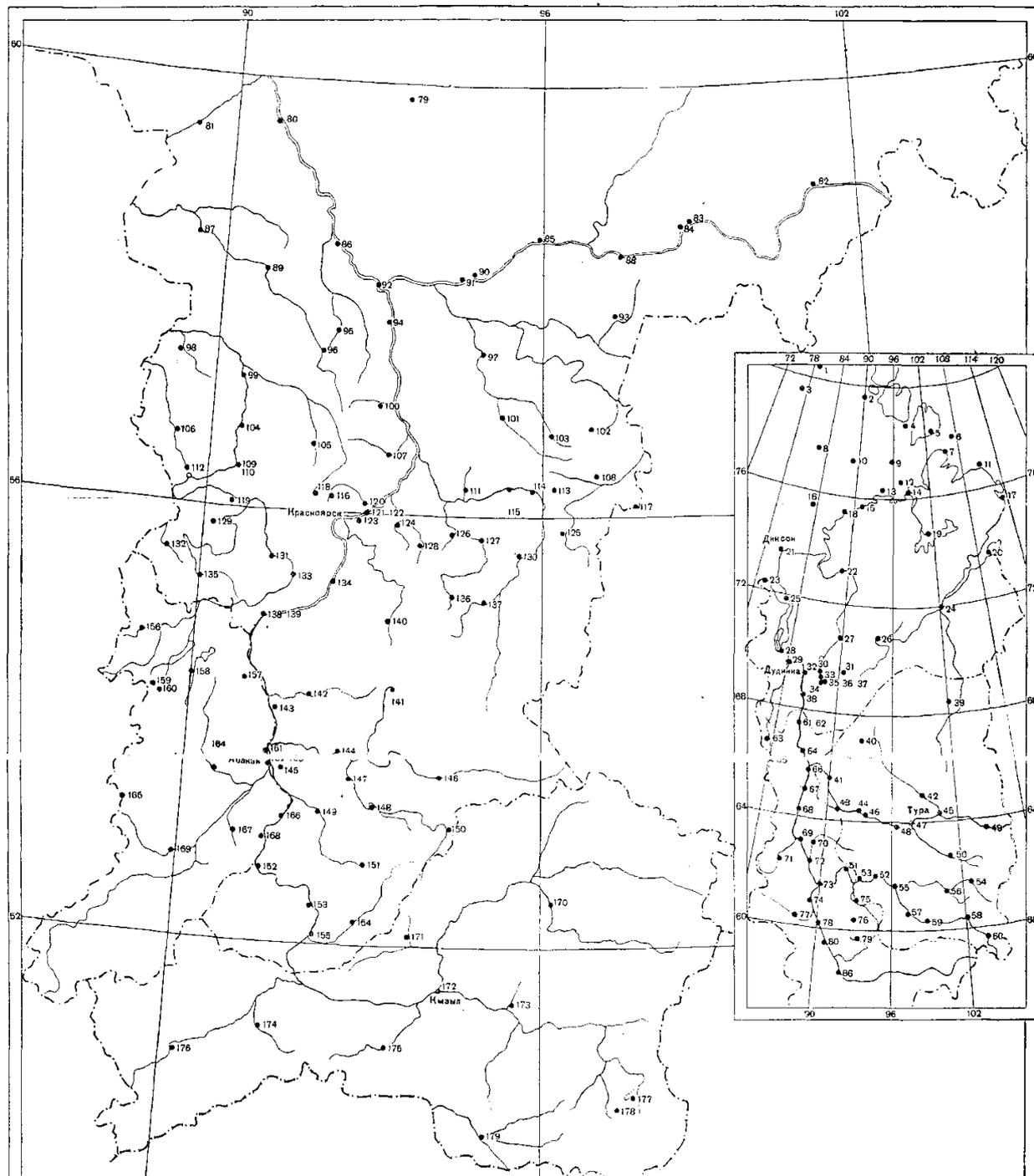


Рисунок 1.1 – Карта сети метеорологических станций Красноярского края и прилегающих республик Хакасия и Тыва

**Таблица 1.4 – Список метеостанций с привязкой
к муниципальным образованиям**

Номер метеостанции	Наименование метеостанции	Средне-годовая скорость ветра, v_{cp}	Муниципальный район
1	2	3	4
Северная земля			
1	Голомянный, остров	6,3	-
2	Домашний, остров	5,9	-
3	Визе, остров	6,5	-
Красноярский край			
4	Краснофлотские острова	5,7	Таймырский
5	Солнечная бухта	6,4	Таймырский
6	Малый Таймыр, остров	5,9	Таймырский
7	Челюскин, мыс	6,7	Таймырский
8	Уединения, остров	6,7	Таймырский
9	Русский остров	6,3	Таймырский
11	Андрея, остров	5,9	Таймырский
12	Тыртова, остров	6,3	Таймырский
13	Правды, остров	6	Таймырский
14	Устье реки Таймыры	6,5	Таймырский
15	Эклипса, бухта (бухта Ломоносова)	6,3	Таймырский
16	Известий ЦИК, острова	6,1	Таймырский
17	Прончищевой, бухта	4,9	Таймырский
18	Стерлегова, мыс	6,7	Таймырский
19	Таймырское озеро	6,1	Таймырский
20	Косистый, мыс	6,2	Таймырский
21	Диксон, остров	7,5	Таймырский
22	Усть-Тарей	5,7	Таймырский
23	Лескина, мыс	6,8	Таймырский
24	Хатанга	4,8	Таймырский
25	Сопочная Корга и Гольчиха	6,4	Таймырский
26	Волочанка	3,9	Таймырский
27	Кресты Таймырские	6,9	Таймырский
28	Караул и Толстый Нос	7,1	Таймырский
29	Усть-Енисейский порт	5,8	Таймырский
30	Валек	4,9	Таймырский
31	Лама, озеро	1,2	Таймырский
32	Дудинка	5,6	Таймырский
33	Норильск и Тиксель, озеро	5,7	Таймырский
34	Надежда	7,3	Таймырский

Продолжение табл. 1.4

1	2	3	4
35	Медвежий ручей	6,6	Таймырский
36	Имангда, Гремяка	2,6	Таймырский
37	Имангда, Рудная	4,2	Таймырский
38	Потапово	4,5	Таймырский
39	Ессей	3,1	Эвенкийский
40	Агата	2,2	Эвенкийский
41	Большой Порог	2,1	Эвенкийский
42	Тембенчи	1,3	Эвенкийский
43	Ногинский рудник	2,6	Эвенкийский
44	Кочумдек	2,1	Эвенкийский
45	Тура	2	Эвенкийский
46	Тутончаны	2,1	Эвенкийский
47	Виви	1,7	Эвенкийский
48	Учами	2,1	Эвенкийский
49	Кислокан	1,5	Эвенкийский
50	Кербо	1,1	Эвенкийский
51	Кузьмовка	1,7	Эвенкийский
52	Полигус	0,8	Эвенкийский
53	Перевалочная База	1,3	Эвенкийский
54	Чупская Стрелка	2,4	Эвенкийский
55	Байкит	1,2	Эвенкийский
56	Муторай	2,3	Эвенкийский
57	Усть-Камо	1,4	Эвенкийский
58	Ванавара	1,9	Эвенкийский
59	Таимба	1,3	Эвенкийский
60	Чемдальск	1,3	Эвенкийский
61	Игарка, город	4,8	Туруханский
62	Игарка, остров	4,8	Туруханский
63	Советская Речка	3,2	Туруханский
64	Куренка	4,1	Туруханский
65	Янов Стан	2,8	Туруханский
66	Туруханск	4	Туруханский
67	Сухая Тунгуска	3,6	Туруханский
68	Верещагино	3,4	Туруханский
69	Верхне-Имбатское	3,8	Туруханский
70	Тынеп	1,4	Туруханский
71	Келлог	2,6	Туруханский
72	Бахта	3	Туруханский
73	Подкаменная Тунгуска	3	Туруханский
74	Ворогово	3,6	Туруханский

Продолжение табл. 1.4

1	2	3	4
75	Вельмо	1,6	Северо-Енисейский
76	Северо-Енисейск	3,5	Северо-Енисейский
77	Сым, фактория (Сым)	2,5	Енисейский
78	Ярцево	3,6	Енисейский
79	Ново-Ерудинское	2	Северо-Енисейский
80	Назимово	3	Енисейский
81	Александровский Шлюз	2	Енисейский
82	Кежма	2,7	Кежемский
83	Чадобец	2,4	Кежемский
84	Климино	2,4	Кежемский
85	Каменка	2,2	Богучанский
86	Енисенск	2,8	Енисейский
87	Лосиноборск	2,5	Енисейский
88	Богучаны	2,9	Богучанский
89	Маковское	2,7	Енисейский
90	Мотыгино	2,5	Мотыгинский
91	Рыбное на Ангаре	2,5	Мотыгинский
92	Стрелка (Стрелка на Ангаре)	3,5	Енисейский
93	Гонда	2,3	Богучанский
94	Казачинское опытное поле	2,3	Казачинский
95	Пировское	2,8	Пировский
96	Чойда	2,4	Пировский
97	Троицкое	1,9	Пировский
98	Чиндат	2,4	Бирилюсский
99	Бирилюссы	2,5	Бирилюсский
100	Большая Мурта	2,2	Большемуртинский
101	Дзержинское	2,5	Дзержинский
102	Долгий Мост	2,4	Абанский
103	Абан	3	Абанский
104	Большой Улуй	2,7	Большеулуйский
105	Михайловка	2,3	Козульский
106	Тюхтет	3,2	Тюхтетский
107	Сухобузимское	3,3	Сухобузимский
108	Соколовка	2,9	Сухобузимский
109	Ачинск, ж.-д. ст.	4,4	Ачинский
110	Ачинск	4,4	Ачинский
111	Богунай	1,7	Рыбинский
112	Боготол	4,2	Боготольский

Окончание табл. 1.4

1	2	3	4
113	Иланская	2,2	Иланский
114	Канск	3,5	Канский
115	Солянка	3,7	Рыбинский
116	Кача	3,3	Березовский
117	Ключи	2,5	Нижнеингашский
118	Кемчуг	2,7	Козульский
119	Назарово	2,9	Назаровский
120	Красноярск, опытное поле	3	Березовский
122	Красноярск	3,5	Березовский
123	Столбы	1,8	Березовский
124	Сорокино	2,2	Березовский
125	Южно-Александровка	2,7	Иланский
126	Уяр (Клюквенная)	4	Уярский
128	Шало	2,2	Манский
129	Крутояр	4,1	Назаровский
130	Ирбейское	2,2	Ирбейский
131	Курбатово	2,2	Ачинский
132	Шарыпово	3,5	Шарыповский
133	Балахта	3,1	Балахтинский
134	Дербино	2,2	Балахтинский
135	Ужур, ж.-д. с.т.	3,6	Ужурский
136	Вершино-Рыбное	2,6	Партизанский
137	Агинское	2,5	Агинский
138	Легостаево (Новоселово)	3,3	Новоселовский
139	Светлолобово	3,3	Новоселовский
140	Колба	1,5	Манский
141	Артемовск	1,3	Курагинский
142	Идринское	2,5	Идринский
143	Краснотуранск	2,1	Краснотуранский
144	Курагино (Березовское)	1,9	Кирагинский
145	Минусинск, опытное поле	2	Минусинский
146	Пономарево	1,2	Манский
147	Каратуз	2	Каратузский
148	Верхний Кужеба	2,3	Каратузский
149	Ермаковское	2	Ермаковский
150	Верхний Амыл	1	Каратузский
151	Оленья Речка	2,5	Ермаковский
152	Крутой Поворот	1,1	Шушенский
153	Кара-Кем	2	Ермаковский
154	Нижне-Усинское	1,4	Ермаковский
155	Усть-Уса	1,4	Ермаковский

Как показано выше, основой для определения параметров уравнения Гриневича (1.16) служат коэффициенты вариации C_v и асимметрии C_s . Поэтому процесс районирования повторяемости скоростей ветра можно свести к выявлению метеостанций с близкими значениями этих коэффициентов. Из рисунка 1.2, где показана графическая взаимосвязь коэффициентов C_v и C_s , вычисленных в результате обработки информации по 61 метеостанции Красноярского края, следует, что точки, соответствующие метеостанциям, расположенным в близких физико-географических условиях, достаточно тесно группируются относительно некоторого центра, образуя своеобразный эллипс рассеивания [3].

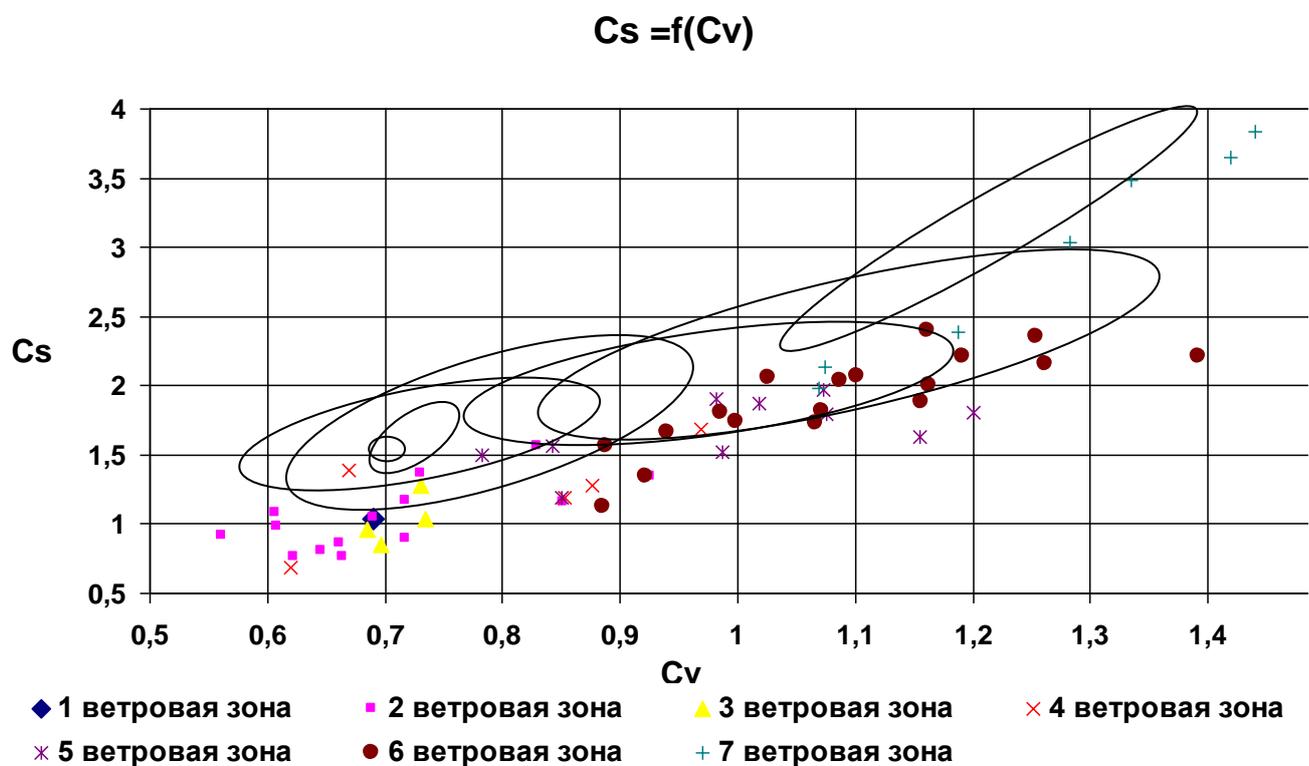


Рисунок 1.2 – Связь коэффициентов вариации C_v и асимметрии C_s эмпирических распределений скоростей ветра на метеостанциях Красноярского края, Республик Хакасия и Тыва

Рассеивание точек внутри эллипсов происходит за счет различия в рельефе и степени открытости станций, погрешностей при производстве наблюдений. Неточности усиливаются при умножении на квадрат или куб скорости ветра. В связи с этим воспользовались такой статистической характеристикой, как относительная высота центра тяжести площади под кривой распределения (1.25).

Рисунок 1.3, дающий связь коэффициентов C_v и C_o , существенно дополняет предыдущий график (см. рис. 1.2) и позволяет более четко и строго выполнить районирование режимов повторяемости скоростей ветра.

Последующий анализ режима повторяемости ветра в каждой ветровой зоне позволил определить характерную станцию, у которой коэффициенты вариации и асимметрии были близки к средним значениям по району.

По полученным результатам произведено районирование территории Красноярского края по ветровым зонам с учетом метеорологических станций, принадлежащих одной группе, и физико-географических особенностей рельефа местности. Результаты районирования приведены на рисунках 1.4 и 1.5 [3].

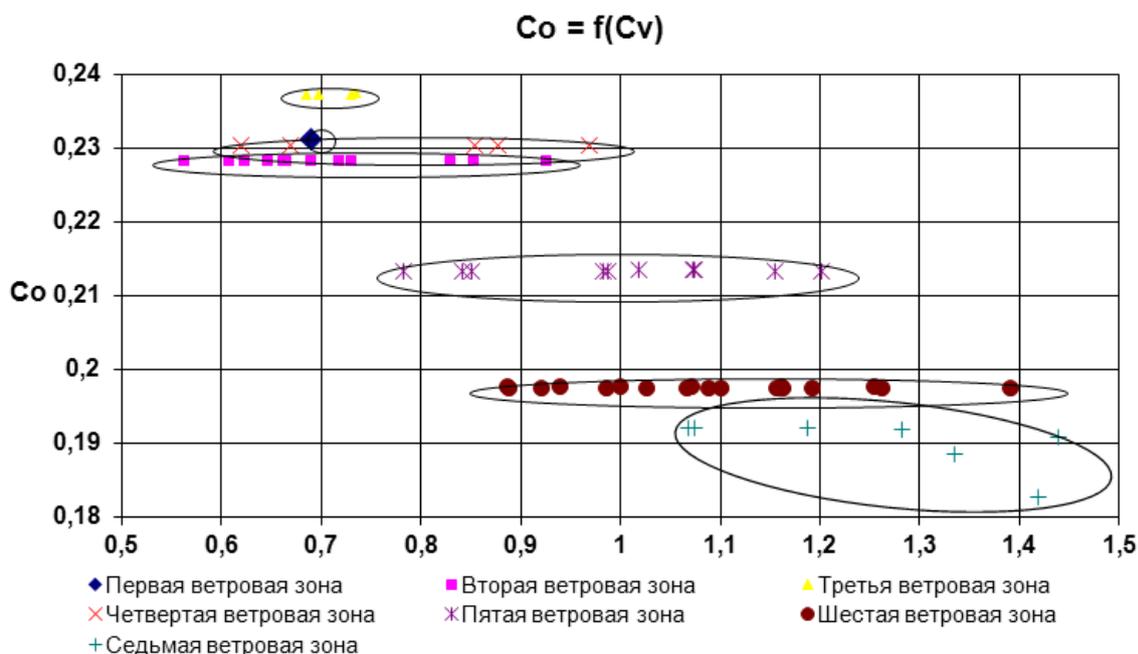


Рисунок 1.3 – Связь коэффициентов вариации C_v и относительной высоты центра тяжести C_o эмпирических распределений скоростей ветра на метеостанциях Красноярского края, Республик Хакасия и Тыва

На основании данных, представленных на рисунках 1.4 и 1.5, в рассматриваемых районах можно выделить следующие семь характерных ветровых зон.

Первая ветровая зона объединяет метеорологические станции, расположенные в районе Енисейского залива (Диксон, Байкаловск, Караул). Они характеризуются своей открытостью и влиянием близости Северного Ледовитого океана. На рисунке 1.4 она ограничивается изолинией, соответствующей >7 м/с.

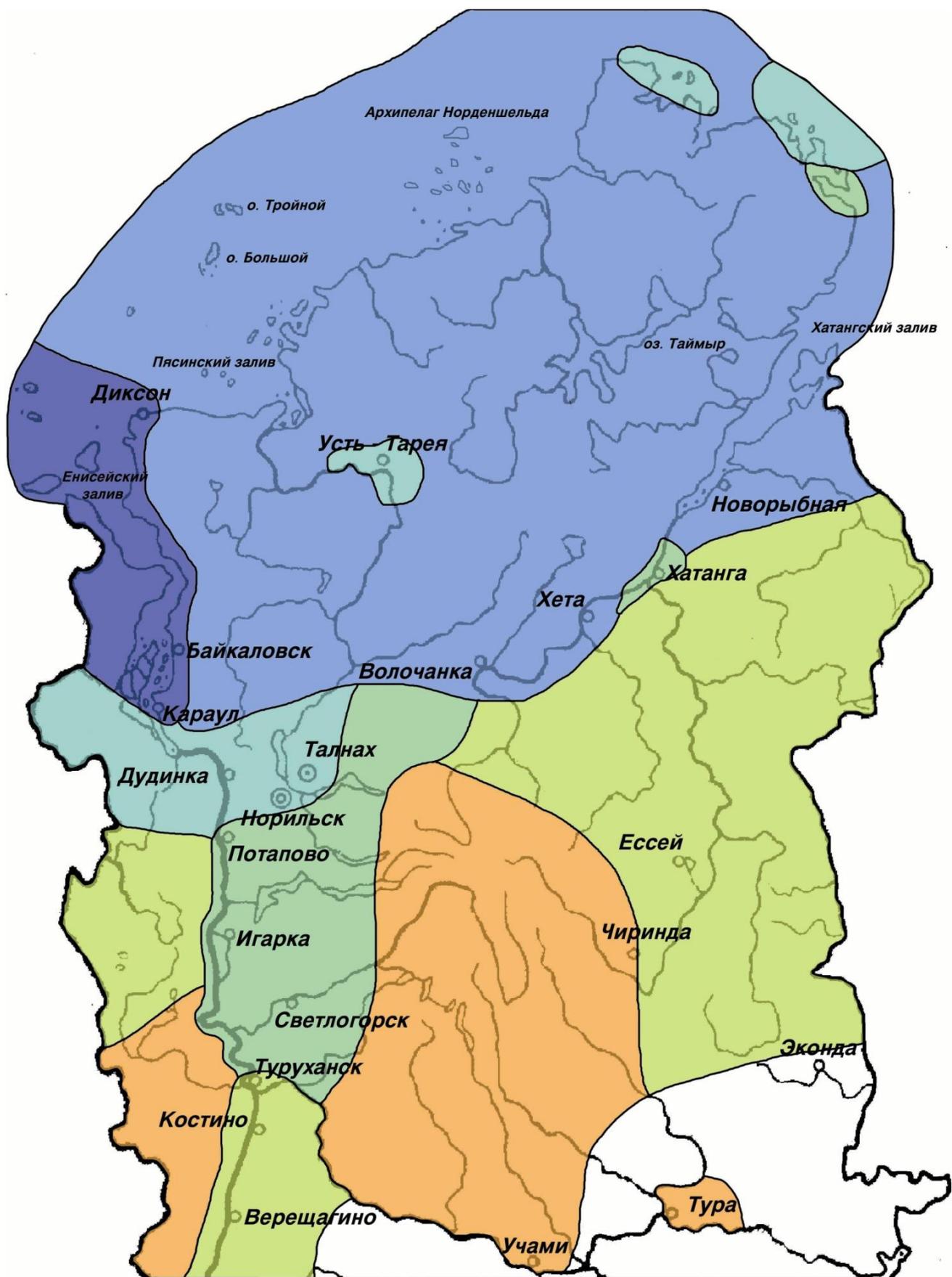


Рисунок 1.4 – Районирование Красноярского края, Республик Хакасия и Тыва по ветровым зонам. Северные районы Красноярского края

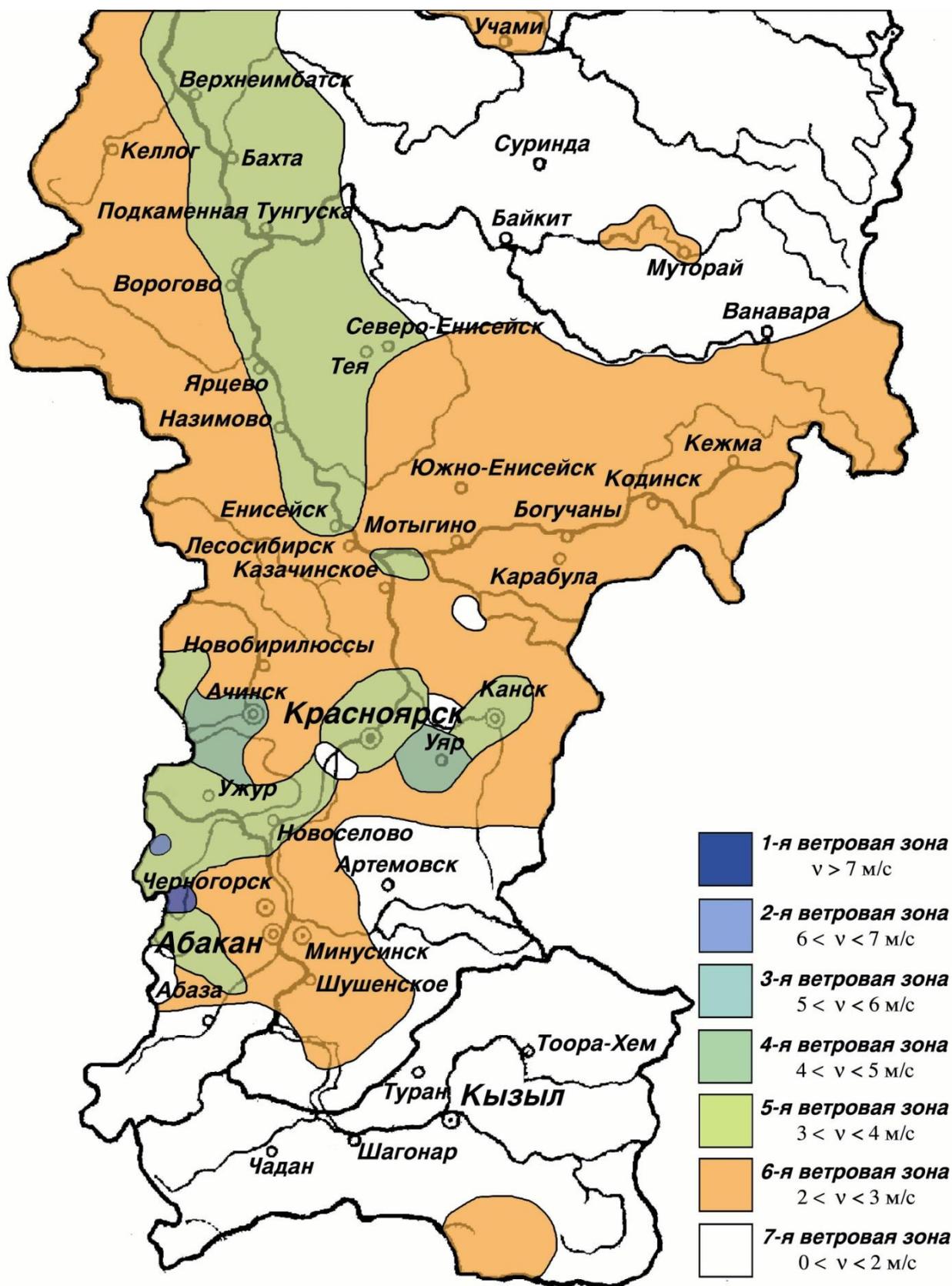


Рисунок 1.5 – Районирование Красноярского края, Республик Хакасия и Тыва по ветровым зонам. Центральные и южные районы Красноярского края, республик Хакасия и Тыва

Вторая ветровая зона охватывает станции, расположенные между изолиниями 7 и 6 м/с. Это значительная часть районов Крайнего Севера Красноярского края (архипелаг Норденшельда, Пясинский залив, Хатангский залив, озеро Таймыр), Северная Земля (острова Визе, Уединения) и район Северо-Сибирской низменности. Этим районам присущи ярко выраженный тундровый ландшафт и близость Северного Ледовитого океана.

Третья ветровая зона охватывает станции, расположенные между изолиниями 6 и 5 м/с. Это некоторые острова Северной земли (Краснофлотские, Малый Таймыр и др.), район Дудинки, Норильска, Усть-Тареи.

Четвертая ветровая зона охватывает станции, расположенные между изолиниями 5 и 4 м/с. Это район Игарки и Потапово в дельте реки Енисей, район Хатанги, метеостанция в бухте Марии Прончищевой, также район городов Ачинск и Уяр. Характерными ландшафтами для данной ветровой зоны являются лесотундра и лесостепные возвышенные участки местности.

Пятая ветровая зона охватывает станции, расположенные между изолиниями 4 и 3 м/с. Она включает в себя большую часть дельты р. Большая Хета, значительную часть дельты рек Котуй и Хета, районы с обеих сторон реки Енисей на протяжении от Туруханска до Енисейска, а также районы Канска и Абакана. Рельеф данного типа в предгорьях и горах очень разнообразный, что обуславливает большую изменчивость скорости ветра на близких расстояниях; изменение направления ветра особенно заметно в долинах, которые из-за большой изрезанности рельефа часто имеют коленчатое, а иногда и широтное направление. Благодаря местной циркуляции здесь возникают горно-долинные ветры, дующие вдоль долин.

Шестая ветровая зона охватывает станции, расположенные между изолиниями 3 и 2 м/с. Это район дельт рек Курейка, Нижняя Тунгуска, Ангара, значительная часть западной части Красноярского края (водораздел между дельтами рек Енисей и Обь), Минусинская котловина.

Седьмая ветровая зона охватывает станции, расположенные между изолиниями < 2 м/с. Это район дельт рек Подкаменная Тунгуска, верхняя часть течения Нижней Тунгуски, а также практически вся территория Республики Тыва и юга Красноярского края. Хотя данная

территория зачастую является степью или лесостепью, она перекрыта большими горными массивами, что ограничивает ветроэнергетический потенциал.

Как отмечалось выше, попытка описать плотность распределения скорости ветра с помощью различных законов распределения показала, что наиболее предпочтительным для зоны Красноярского края, Республик Хакасия и Тыва является 4-параметрическое распределение Гриневича [3], которое имеет очень широкое применение.

Таким образом, при установлении кривой распределения необходимо выполнить требование, чтобы эта кривая имела то же самое среднее значение, основное отклонение, меры косости и крутости, что и кривая, полученная по статистическим данным рядов наблюдений по метеорологическим ежемесячникам.

Среднее значение скорости ветра является универсальной характеристикой. Однако она не отражает продолжительность наблюдения той или иной величины. Наиболее полную информацию можно получить, изучая повторяемость скорости ветра. В результате обработки статистического материала были выявлены характерные метеорологические станции по ветровым зонам, на основании данных станций определены параметры уравнения Гриневича α , p , k , n . На рисунке 1.6 представлены распределения скоростей ветра по характерным метеостанциям и полученные аналитическим путем по семи ветровым зонам.

Полученные средние значения коэффициентов C_v , C_s , и C_o позволили определить параметры α , p , k , n уравнения Гриневича (1.16) и записать следующие аналитические зависимости повторяемости скоростей ветра в районах Красноярского края, Республик Хакасия и Тыва по ветровым зонам.

$$\text{Первая зона} - p = 1,731 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,01} \cdot \exp \left[-1,045 \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,45} \right]; \quad (1.26)$$

$$\text{Вторая зона} - p = 1,735 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,06} \cdot \exp \left[-1,043 \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,46} \right]; \quad (1.27)$$

$$\text{Третья зона } -p = 1,801 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,09} \cdot \exp \left[-1,046 \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,52} \right]; \quad (1.28)$$

$$\text{Четвертая зона } -p = 1,755 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,08} \cdot \exp \left[-1,044 \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,48} \right]; \quad (1.29)$$

$$\text{Пятая зона } -p = 1,69 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,28} \cdot \exp \left[-1,034 \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,45} \right]; \quad (1.30)$$

$$\text{Шестая зона } -p = 1,531 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,16} \cdot \exp \left[-1,029 \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,3} \right]; \quad (1.31)$$

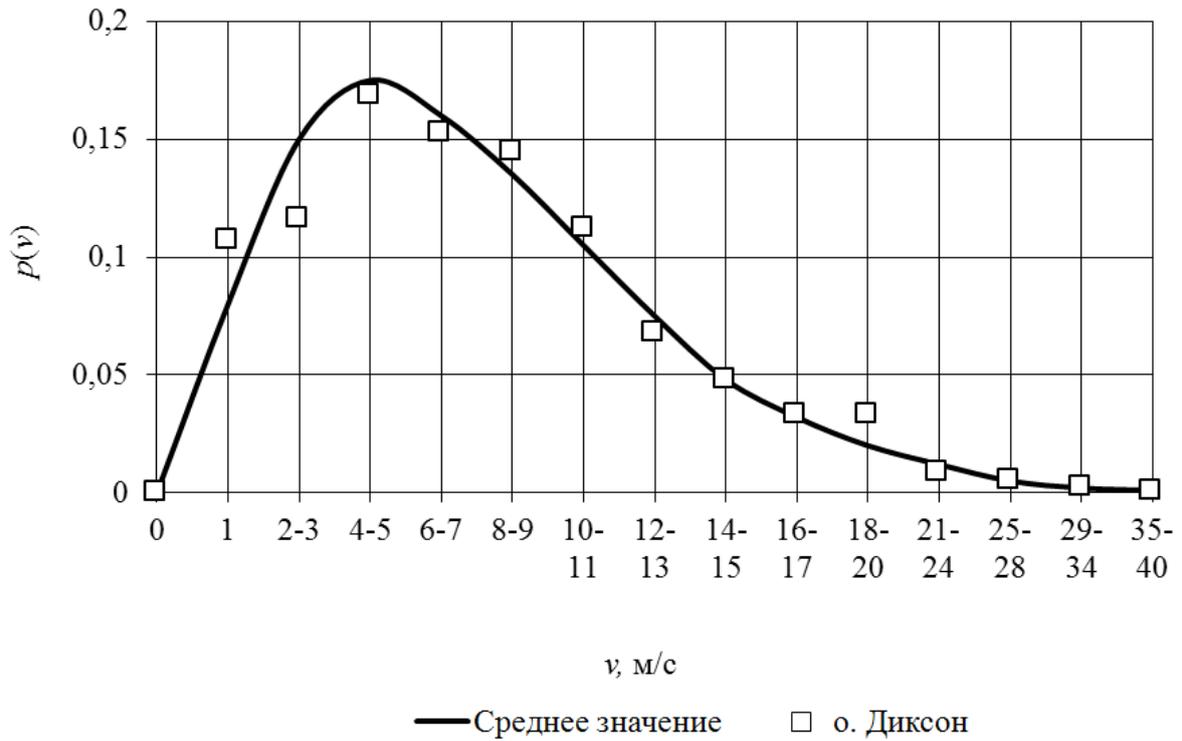
$$\text{Седьмая зона } -p = 1,478 \frac{\Delta v}{\bar{v}} \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,11} \cdot \exp \left[-1,027 \cdot \left(\frac{v}{\bar{v}} \right)^{1,25} \right]. \quad (1.32)$$

Уравнения (1.26)-(1.32) весьма универсальны. Они позволяют по известным значениям средней многолетней скорости ветра на высоте 10 м и известному вертикальному профилю среднегодовых скоростей получить повторяемость скоростей ветра для условий открытой ровной местности в любом пункте и на любой высоте.

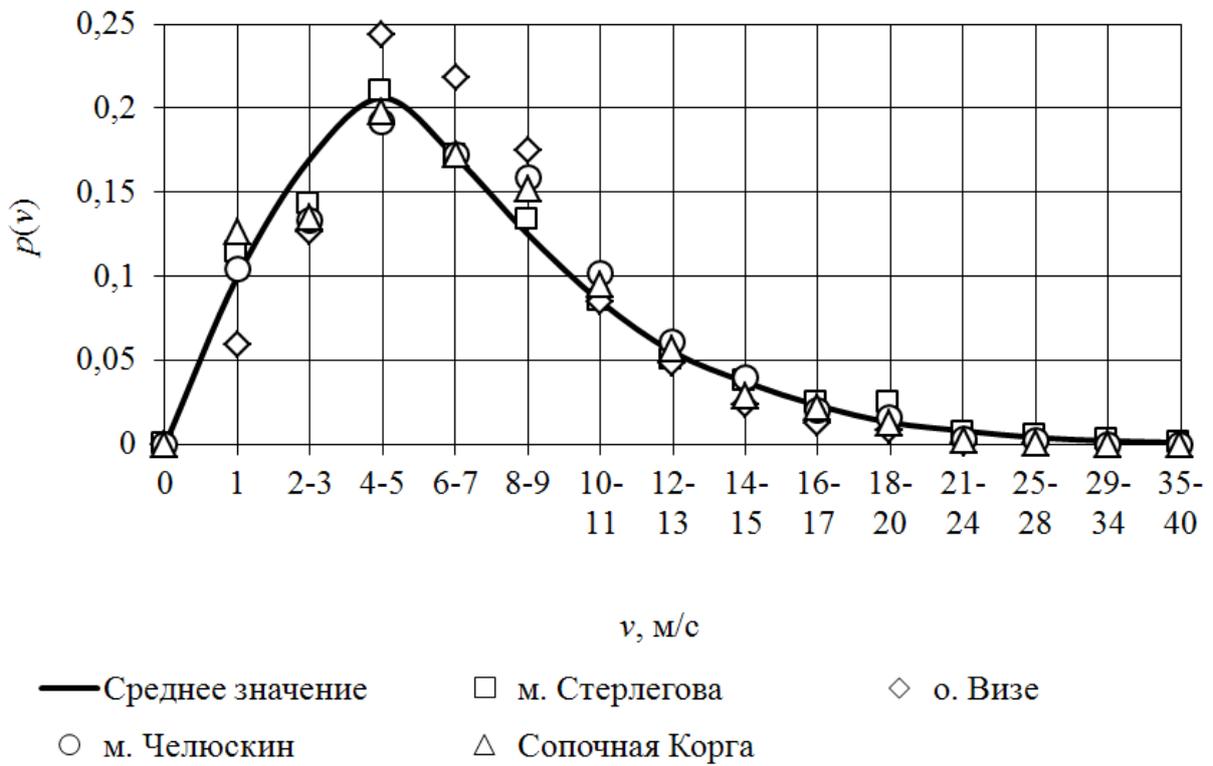
При этом следует лишь иметь в виду, что здесь мы имеем дело не с индивидуальным подбором кривой для каждой станции, а используем типовую зависимость для целой группы станций, рассредоточенных на сотни километров.

Годовой ход скорости ветра в рассматриваемых районах показан на рисунке 1.7.

Для первой и пятой ветровых зон скорость ветра в зимние месяцы в 1,3... 1,5 раза выше, чем в летние. Для второй и третьей ветровых зон это различие уже не так существенно и составляет 1,1...1,3 раза. Для четвертой ветровой зоны это различие составляет 1,2...1,4 раза. Для шестой ветровой зоны – 1,3...1,6 раза, для седьмой ветровой зоны – 1,5...2,2 раза, но это различие уже не так существенно и по абсолютному значению не превышает 1 м/с.

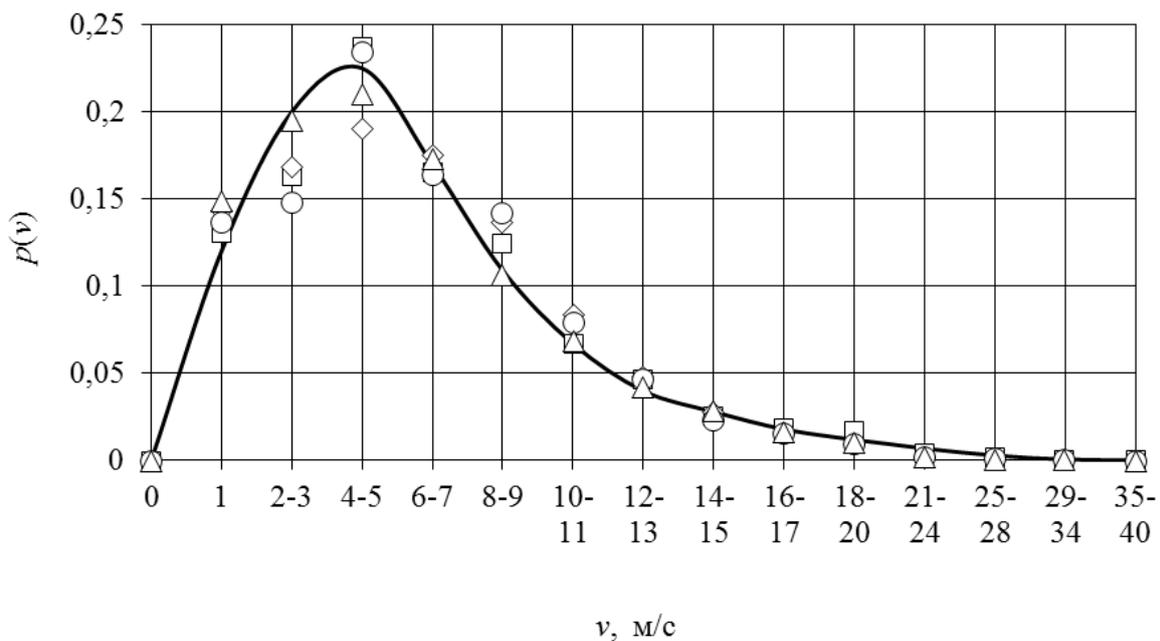


Первая ветровая зона



Вторая ветровая зона

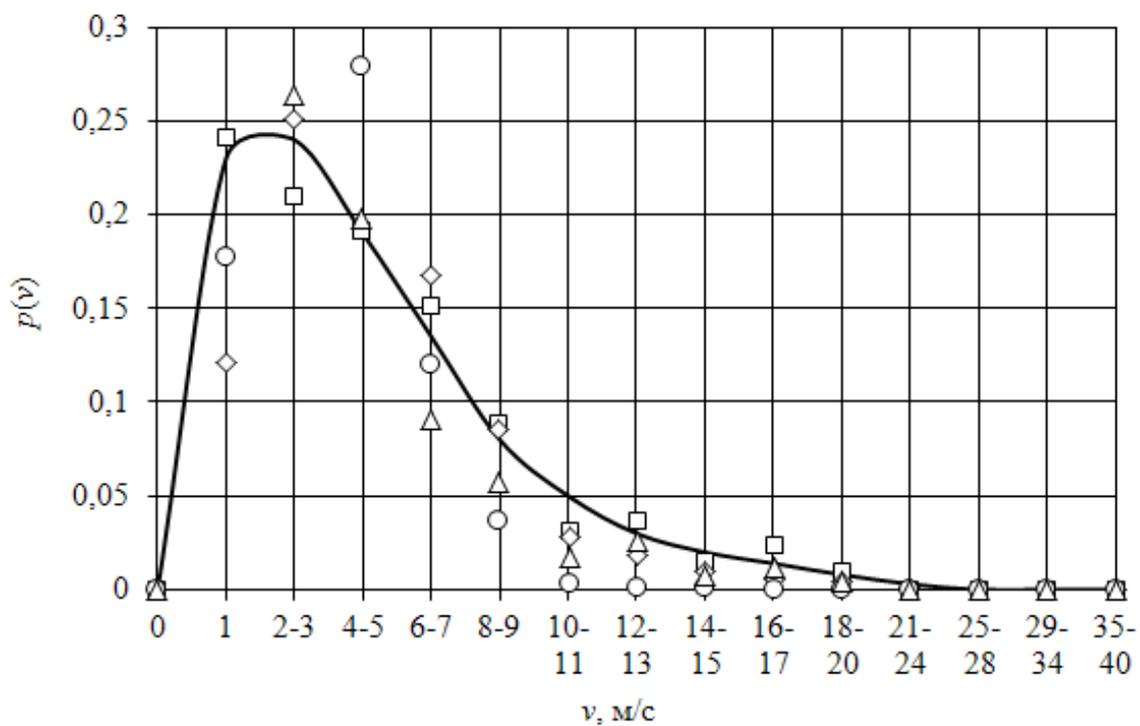
Рисунок 1.6 – Годовые распределения скоростей ветра по ветровым зонам: 1-я и 2-я зоны



— Среднее значение □ о. Андрея ◇ Усть-Енисейск

○ о. Малый Таймыр △ Дудинка

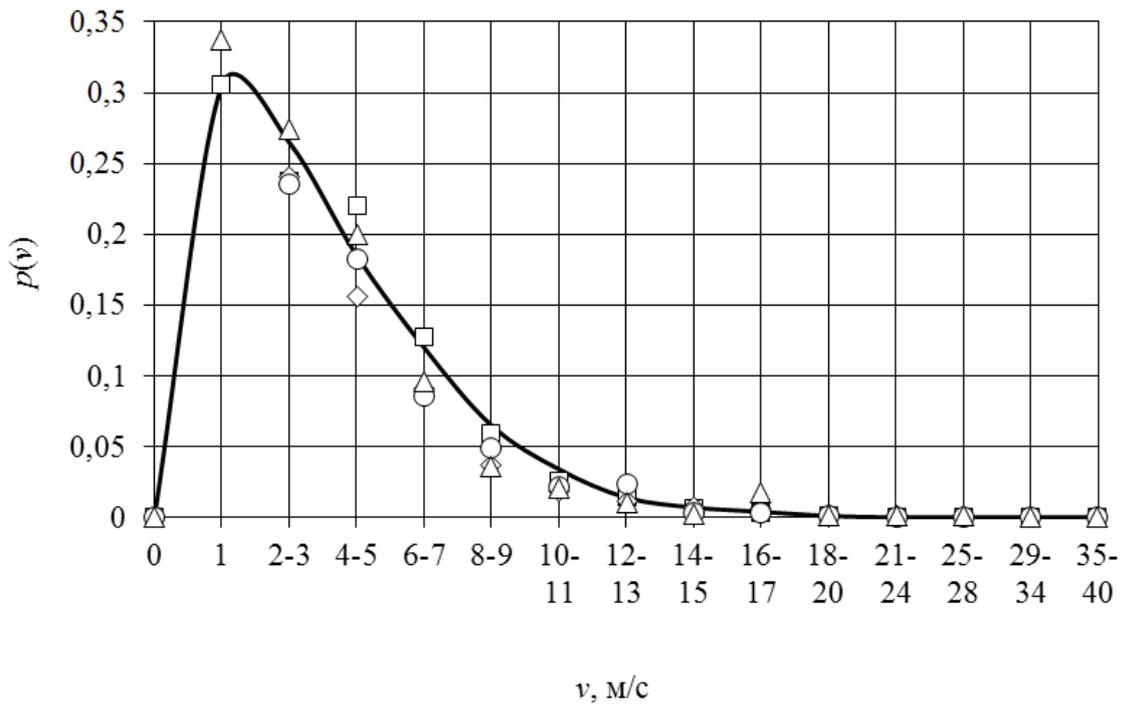
Третья ветровая зона



— Среднее значение □ Игарка ◇ Хатанга ○ Туруханск △ Ачинск

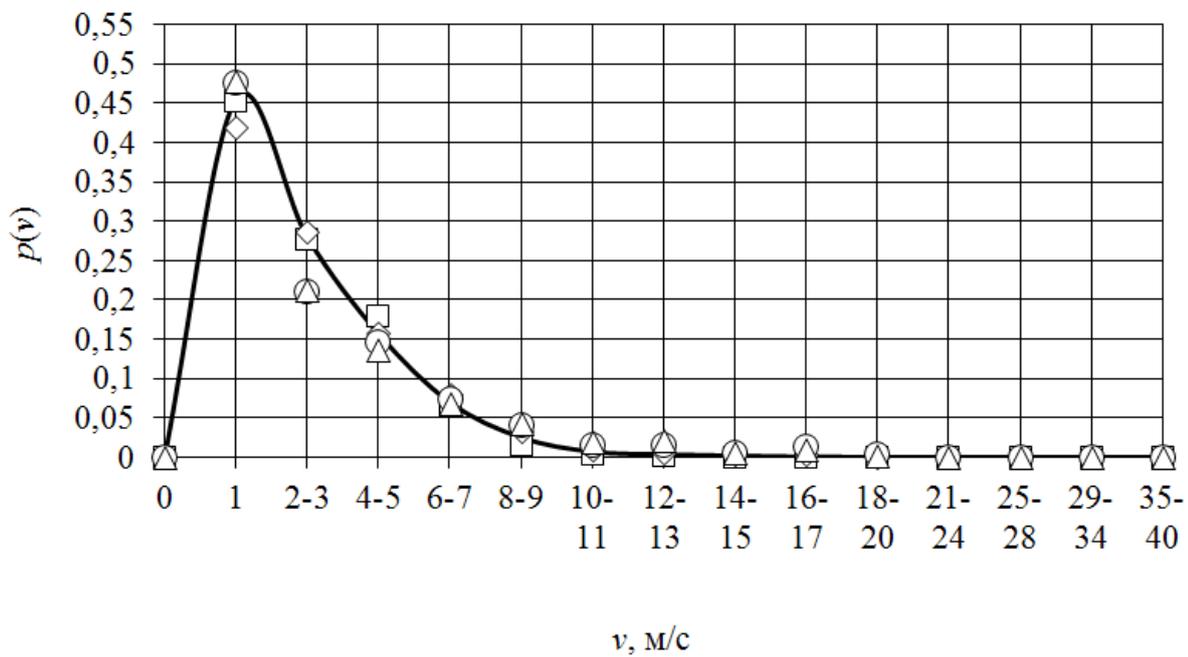
Четвертая ветровая зона

Продолжение рисунка 1.6 – 3-я и 4-я ветровые зоны



— Среднее значение □ Северо-Енисейск ◇ Ессей ○ Красноярск △ Ужур

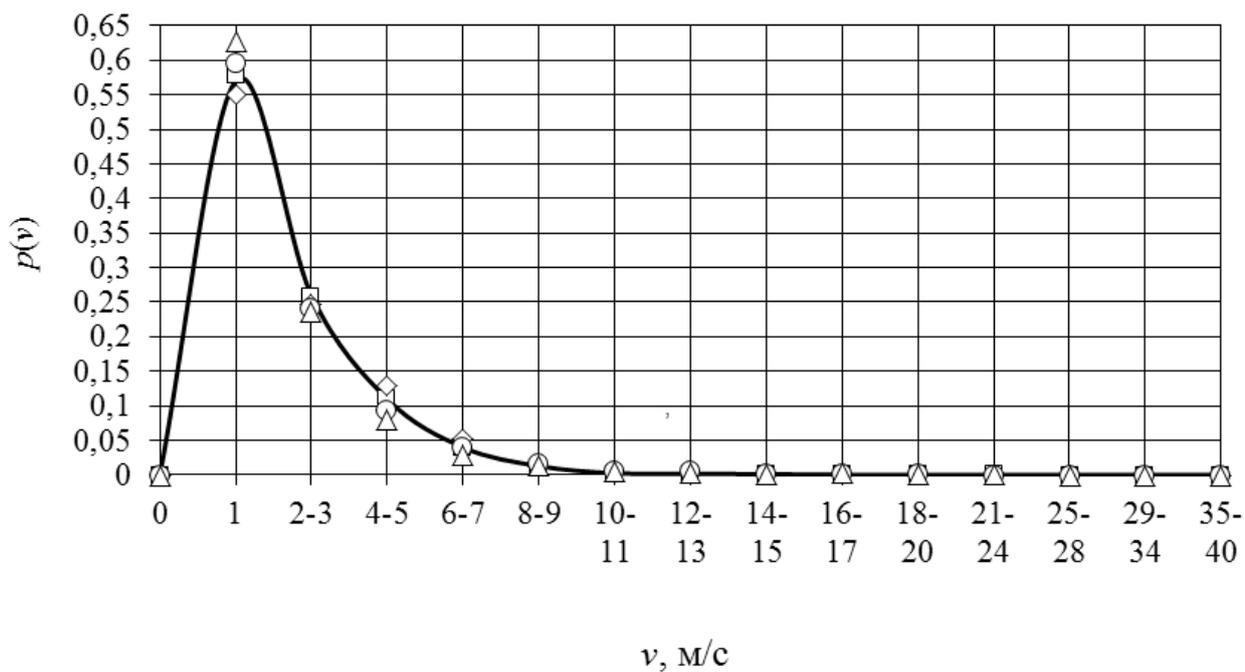
Пятая ветровая зона



— Среднее значение □ Чиндат ◇ Енисейск ○ Богучаны △ Абакан

Шестая ветровая зона

Продолжение рисунка 1.6 – 5-я и 6-я ветровые зоны



— Среднее значение □ Троицкое ◇ Ванавара ○ Курагино △ Кызыл
Седьмая ветровая зона

Окончание рисунка 1.6 – 7-я ветровая зона

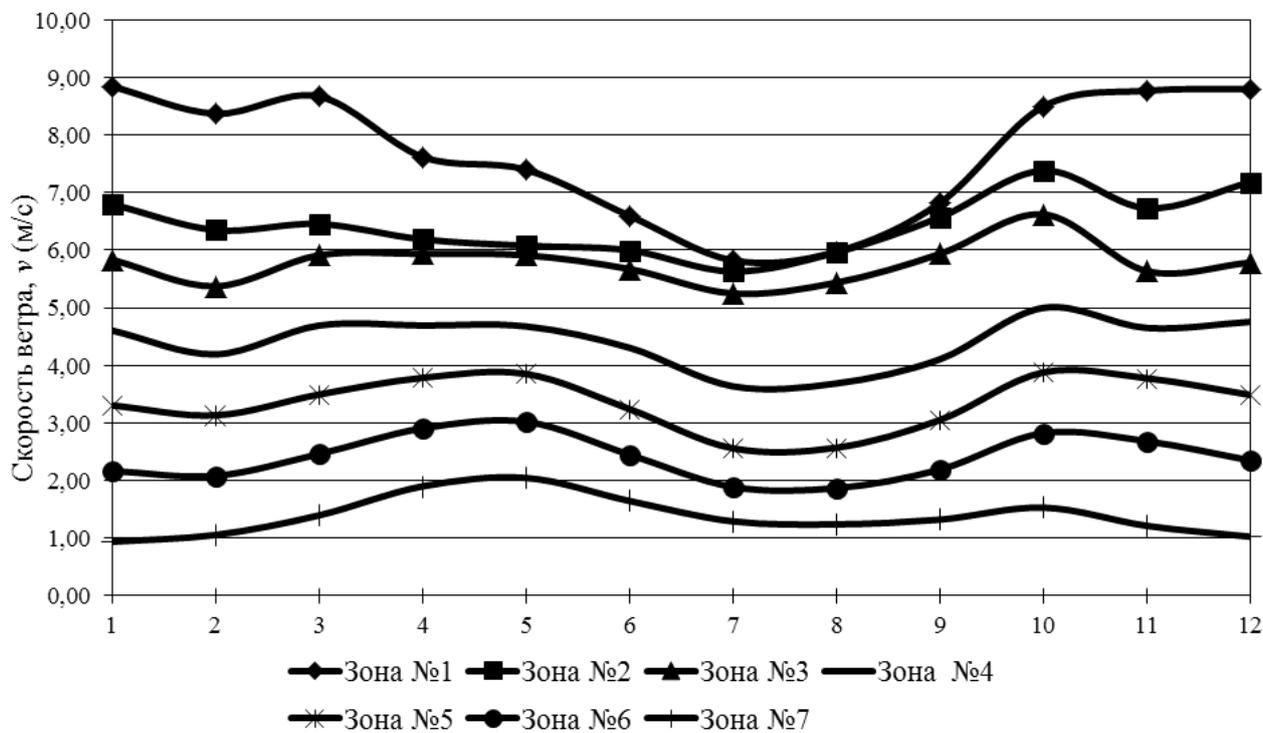


Рисунок 1.7 – Годовой ход среднемесячных скоростей ветра

1.3 Районирование по трем основным ветровым зонам

1.3.1 Описание трех основных ветровых зон

Районирование территории Красноярского края по семи ветровым зонам с дискретностью среднегодовых скоростей ветра 1 м/с, как показано выше, позволяет достаточно точно рассчитать повторяемости скоростей ветра на высоте флюгера, и, следовательно, выработку электрической энергии, произведенной ВЭУ, с учетом распределения скоростей ветра в зоне.

По предложению Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, эффективной зоной использования ветроэнергетических установок на территории России следует считать зону со среднегодовой скоростью ветра, составляющей 5 м/с и более [8].

Повторяемость скоростей ветра при среднегодовой скорости в диапазоне от 3 до 5 м/с носит выраженный сезонный характер – ветровая энергия может быть эффективно использована чаще всего в весенний и осенний период, что ограничивает сферу применения ВЭУ.

Зона, на которой среднегодовая скорость ветра менее 3 м/с, малопригодна для использования ВЭУ с ветроколесом, установленном на высоте флюгера.

Исходя из вышесказанного, для удобства и наглядности представления информации предлагается районирование по трем основным зонам:

I ветровая зона. Зона с большим ветроэнергетическим потенциалом. Зона перспективная для электроснабжения всеми классами мощности ВЭУ. Зона сильных ветров, объединяющая 1, 2 и 3 ветровые зоны (см. рис. 1.4). Данная зона в наибольшей степени перспективна для установки ВЭУ.

II ветровая зона. Зона со средним ветроэнергетическим потенциалом. Объединяет 4 и 5 ветровые зоны (рис. 1.4 и 1.5). Это преимущественно континентальная зона с достаточно большими ветрами. В данной зоне возможна установка ВЭУ любого класса мощности для электроснабжения децентрализованных потребителей, но данный вопрос требует более серьезного исследования. Достаточно перспективной также является установка ВЭУ большой мощности на возвышенностях для работы на Единую национальную энергосистему.

III ветровая зона. Зона с малым ветроэнергетическим потенциалом. К данной ветровой зоне относится местность, где основная часть территории не пригодна для использования ветроэнергетики вообще. Однако следует отметить ряд районов относящихся к III ветровой зоне, где использование ветроэнергетики может быть экономически целесообразно в силу ряда причин. Ветроэнергетический потенциал увеличивается в зависимости от высоты установки ВЭУ. В горных и предгорных районах в низинах ветер может быть достаточно слабым, но на вершинах появляется возможность получить достаточно высокую производительность ВЭУ. Подобный опыт имеется в пос. Тура Эвенкийского муниципального района, где установлены две ВЭУ «Сапсан-5000». Опыт эксплуатации показывает, что, несмотря на III ветровую зону, ВЭУ производит достаточное количество электрической энергии для электроснабжения потребителя.

В районах III ветровой зоны средствами ветроэнергетики возможно организовать электроснабжение следующих потребителей:

– населенных пунктов Эвенкийского, Туруханского, Енисейского и Северо-Енисейского муниципальных районов с децентрализованным электроснабжением, расположенных на берегах рек или имеющие вокруг большую площадь открытого пространства;

– населенных пунктов, туристических баз и других потребителей, расположенных на высокогорье;

– для электроснабжения удаленных передающих станций и станций сотовой связи, при установке ВЭУ на вышках передающих станций.

Районирование на три основных ветровых зоны представлено на рисунке 1.8. Используются следующие условные обозначения ветроэнергетического потенциала:

■ – I ветровая зона с высоким ветроэнергетическим потенциалом, где среднегодовая скорость ветра составляет более 5 м/с;

□ – II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом, где среднегодовая скорость ветра составляет от 3 до 5 м/с;

□ – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом, где среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с включительно.

Из рисунка 1.8 можно сделать вывод, что наибольший интерес с точки зрения ВЭП представляют муниципальные образования, расположенные в северной части Красноярского края, в основном это Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район. Средним потенциалом обладают центральные районы. Достаточно большой ВЭП здесь создается благодаря степному рельефу, большим территориям, задействованным под сельскохозяйственные нужды. Также следует отметить, что юго-западная часть края граничит с большой степной зоной, расположенной преимущественно на территории Республики Хакасия. Отсутствие лесных массивов на территории Хакасии создает благоприятные условия для ветроэнергетического потенциала.

В представленных ниже параграфах произведено районирование по трем ветровым зонам муниципальных образований Красноярского края. Представлены только те муниципальные образования, которые попадают под I или II ветровые зоны.

На изображениях районирования показаны границы ветровых зон. При чтении карт районирования следует понимать, что границы между ветровыми зонами носят условный характер. Ветроэнергетический потенциал зон показан как усредненный для указанной территории. Реальные ветроэнергетические показатели будут зависеть от места расположения ВЭУ и шероховатости окружающей поверхности (наличия поблизости гор или возвышенностей, высотных зданий, леса и т.д.). Наилучшим местом установки ВЭУ будет возвышенность, существенно превосходящая по своей высоте окружающие объекты (например, холм или небольшая гора).

Муниципальные образования, принадлежащие полностью к III ветровой зоне, в силу однородности ветроэнергетического потенциала в данном разделе не показаны.

1.3.2 Районирование муниципальных районов по ветровым зонам

Районирование территории Красноярского края по ветровым зонам представлено на рисунке 1.8.

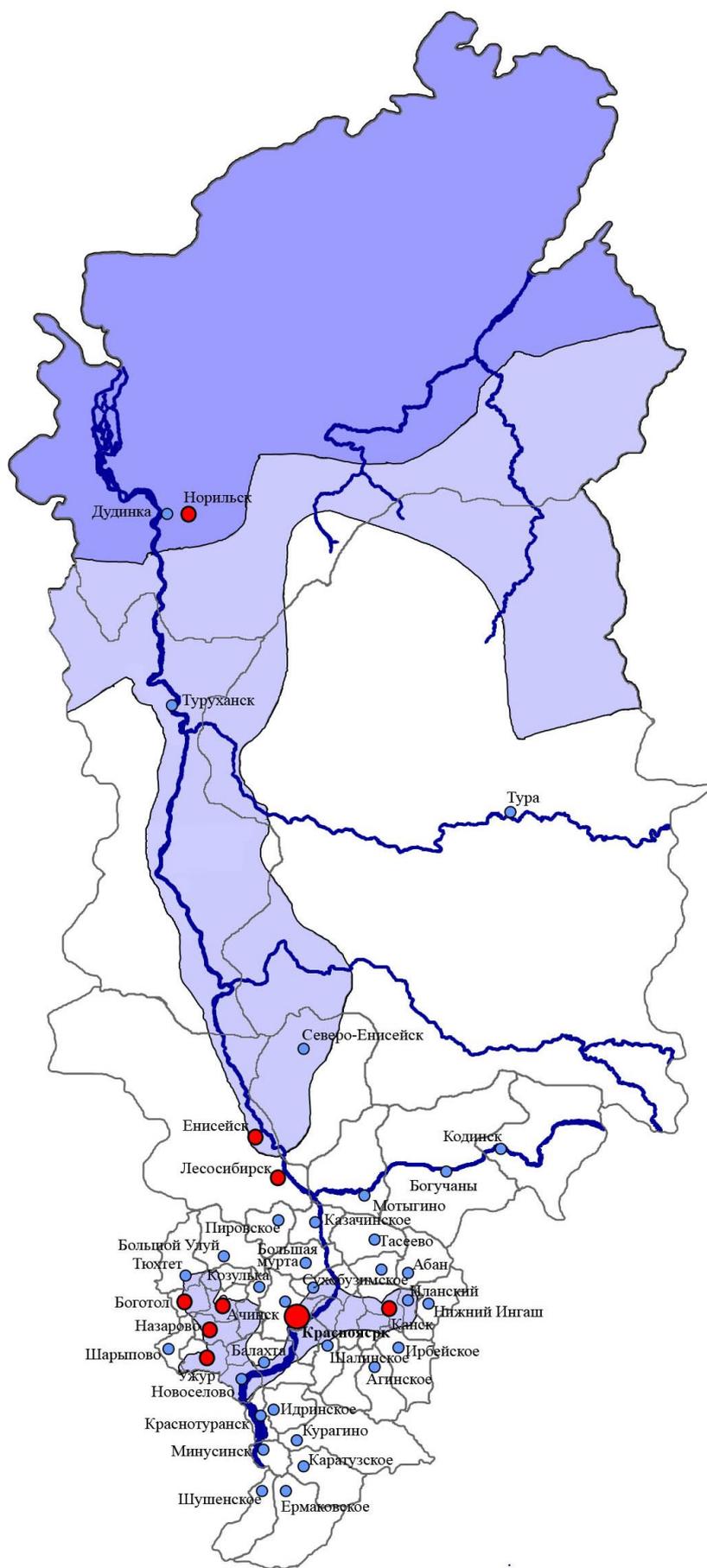


Рисунок 1.8 – Районирование Красноярского края по ветровым зонам

1.3.2.1 Ачинский муниципальный район

Ачинский муниципальный район (рис. 1.9) расположен в западной части Красноярского края. Большая часть района находится в пределах долины реки Чулым и ее притоков. Левобережная часть реки Чулым представлена пониженной плоской равниной. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, в районе преобладает II ветровая зона. Только северо-восточная часть района попадает под III ветровую зону. Использование ветроэнергетики перспективно для потребителей, не имеющих централизованного электроснабжения (дачные поселки, фермерские хозяйства, станции сотовой связи и т.д.). Поскольку на территории Ачинского района преобладает тайга, для получения наибольшего экономического эффекта ВЭУ рекомендуется строить на возвышенностях или в створе реки Чулым. В данной зоне рекомендуется применять ВЭУ, рассчитанные на работу при малых скоростях ветра.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности до 100 кВт.

По Ачинскому муниципальному району имеются статистические данные по двум метеорологическим станциям № 109 Ачинск, ж.-д. станция, и № 110 Ачинск (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологическим станциям Ачинского муниципального района

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
109	Ачинск, ж.-д. ст.	4,5	4,4	4,8	5,0	4,9	3,9	3,1	3,1	3,6	5,1	5,3	4,9	4,4
110	Ачинск	4,5	4,4	4,8	5,0	4,9	3,9	3,1	3,1	3,6	5,1	5,3	4,9	4,4

Из таблицы 1.5 следует, что среднемесячные и среднегодовые значения скорости ветра по указанным метеостанциям совпадают. Минимальная скорость ветра в августе – 3,1 м/с, а максимальная – в ноябре – 5,3 м/с.



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.9 – Районирование Ачинского муниципального района по ветровым зонам

Практически весь муниципальный район попадает в зону централизованного электроснабжения единой энергосистемы. Развитие ветроэнергетики в данном районе возможно через развитие малой энергетики для электроснабжения децентрализованных потребителей (дачных поселков, пасек и т.д.).

1.3.2.2 Балахтинский муниципальный район

Балахтинский муниципальный район (рис. 1.10) расположен в центральной части Красноярского края.



Масштаб 1:1 000 000 (в 1 см 10 км)

- – II ветровая зона;
- – III ветровая зона

Рисунок 1.10 – Районирование Балахтинского муниципального района по ветровым зонам

Больше половины всей площади занимают таежные леса. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. II ветровая зона в западной части района образуется благодаря степным и лесостепным зонам и равнинному рельефу. Достаточно высокий ВЭП объясняется границей с Хакасией и Ужурским районом, где преобладают равнины и степи. II ветровая зона в средней части района создается благодаря ветровым потокам, создаваемым Красноярским водохранилищем. Оставшаяся часть района относится к III ветровой зоне, что обусловлено особенностями гористого рельефа и наличием тайги.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности до 100 кВт. По Балахтинскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 133 Балахта (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовая скорости ветра представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологическим станциям Балахтинского муниципального района

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
133	Балахта	2,5	2,4	3,0	3,6	4,1	3,1	2,4	2,3	2,9	3,9	3,7	2,9	3,1

Из таблицы 1.6 следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,3 м/с, а максимальная – в октябре – 3,9 м/с.

1.3.2.3 Березовский муниципальный район

Березовский муниципальный район (рис. 1.11) расположен в центральной части Красноярского края к востоку по отношению к г. Красноярску. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладает II ветровая зона. Местность района в основном степная и холмистая. Наибольший ВЭП возможно получить при установке ВЭУ на возвышенностях и вершинах холмов. Самая высокая точка Березовского района – гора Черная сопка, возвышающаяся на 619 м над уровнем моря.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности до 100 кВт. В перспективе возможно рассмотрение вариантов с использованием большой ветроэнергетики с подключением к централизованным энергосетям. Наибольший интерес для большой ветроэнергетики в перспективе могут представлять гора Черная сопка и другие возвышенности.

По Березовскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 124 Сорокино (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.7.



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

■ – II ветровая зона

Рисунок 1.11 – Районирование Березовского муниципального района по ветровым зонам

Таблица 1.7 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологическим станциям Березовского муниципального района

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
124	Сорокино	2,1	2,1	2,5	2,7	2,8	2,0	1,4	1,4	1,8	2,7	2,8	2,4	2,2
122	Красноярск	3,5	3,2	3,9	4,6	4,5	3,2	2,3	2,2	2,8	4,1	4,2	3,6	3,5

Из таблицы 1.7 следует, минимальная скорость ветра в августе – 1,4 м/с, а максимальная – в ноябре – 2,8 м/с.

Березовский район граничит с г. Красноярском. Это ближайшая к Березовскому району метеостанция, которая является более характерной для Березовского района, чем метеостанция Сорокино. Минимальная скорость ветра в Красноярске в августе – 2,2 м/с, а максимальная – в ноябре – 4,2 м/с .

1.3.2.4 Боготольский муниципальный район

Боготольский муниципальный район (рис. 1.12) расположен в западной части Красноярского края. Лесом покрыто чуть более половины всей территории района. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. ВЭП западной части района обусловлен равнинным рельефом и границей с равнинными степными зонами, в т.ч. и с Ужурским муниципальным районом. ВЭП II ветровой зоны также создается благодаря большим территориям сельскохозяйственных угодий.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности до 100 кВт. В перспективе возможно рассмотрение вариантов с использованием большой ветроэнергетики с подключением к централизованным энергосетям. Возможно рассмотрение использования ветроэнергетики для электроснабжения фермерских хозяйств и сельскохозяйственных угодий.

По Боготольскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 122 Боготол (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.8.

Из данной таблицы следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,7 м/с, а максимальная – в ноябре – 5,2 м/с.

Таблица 1.8 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Боготол

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
112	Боготол	4,5	4,4	4,7	4,5	4,3	3,5	2,8	2,7	3,5	4,8	5,2	5,0	4,2



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.12 – Районирование Боготольского муниципального района по ветровым зонам

1.3.2.5 Енисейский муниципальный район

Енисейский муниципальный район (рис. 1.13) расположен в средней части Красноярского края. Практически весь район расположен в пределах Енисейской равнины, в левобережной части. Незначительная территория находится в правобережной части Енисея. Рельеф района разнообразный: от отрогов Енисейского кряжа – в восточной части района, до равнинных просторов тайги – в западной части. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. Большую часть территории занимает III ветровая зона с низким ВЭП. II ветровая зона преобладает в прибрежных территориях р. Енисей, где и расположено наибольшее число потребителей (населенных пунктов).

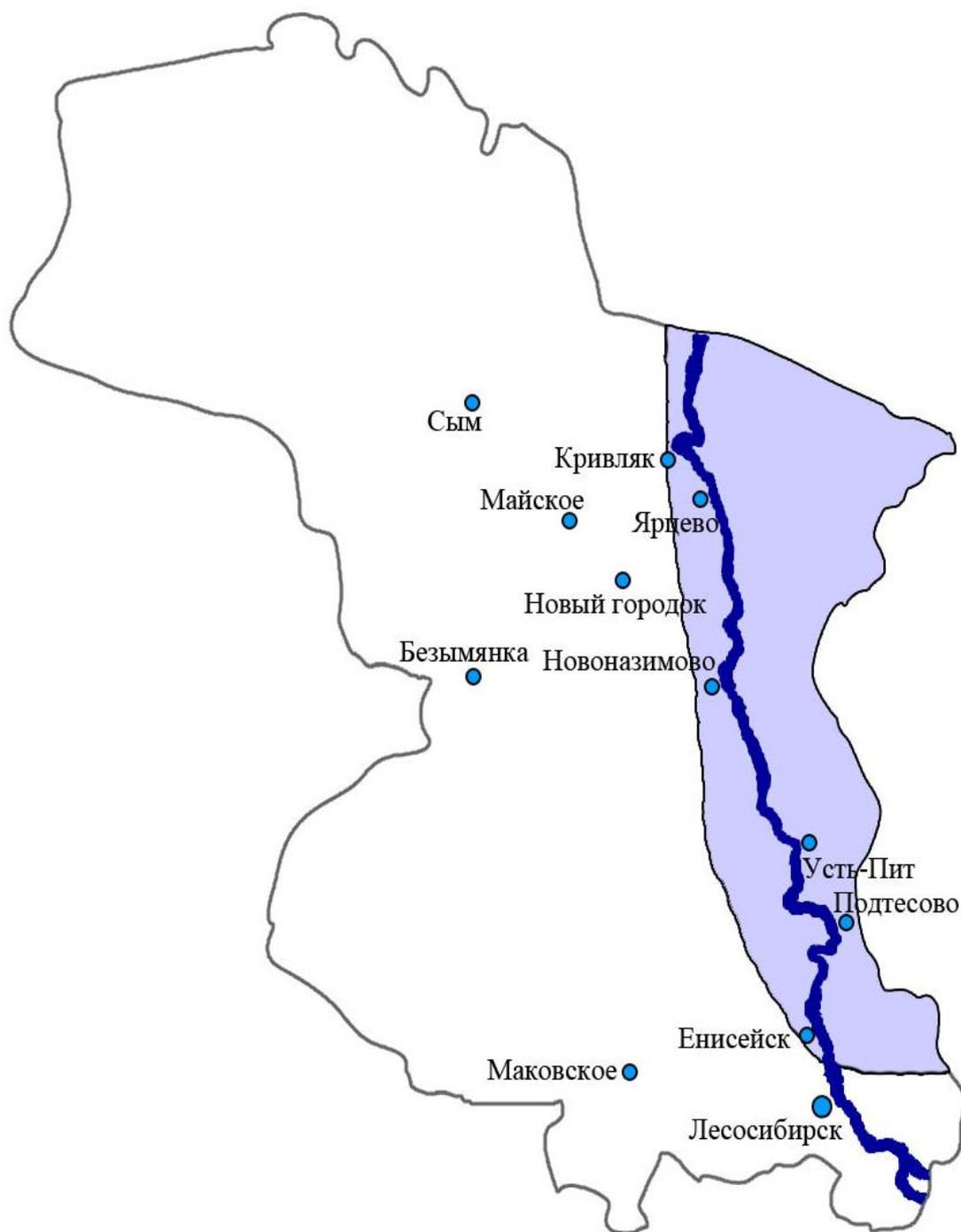
Южная часть района имеет централизованное электроснабжение. В северной части потребители получают энергию от децентрализованных источников. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности до 100 кВт, а также возможно рассмотрение строительства ветропарков из ВЭУ средней мощности для электроснабжения децентрализованных потребителей.

По Енисейскому муниципальному району имеются статистические данные по трем метеорологическим станциям №77 Сым, №78 Ярцево и № 86 Енисейск (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.9.

Из таблицы 1.9 следует, что на метеостанции Ярцево отмечена максимальная скорость. Это обусловлено тем, что она расположена вблизи р. Енисей, минимальная скорость ветра в июле – 2,8 м/с, а максимальная – в октябре – 4,2 м/с. Наибольший интерес представляет ветроэнергетика для северной части Енисейского района, где расположены децентрализованные потребители.

Таблица 1.9 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологическим станциям Енисейского муниципального района

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
77	Сым	2,1	2,2	2,7	2,8	3	2,6	2,1	2	2,4	3	2,4	2,1	2,5
78	Ярцево	3,7	3,6	4,0	3,8	3,9	3,6	2,8	2,9	3,4	4,2	3,9	3,7	3,6
86	Енисейск	2,5	2,6	2,9	3,1	3,5	2,9	2,2	2,3	2,6	3,4	3,2	2,5	2,8



Масштаб 1:1 000 000 (в 1 см 10 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.13 – Районирование Енисейского муниципального района по ветровым зонам

1.3.2.6 Иланский муниципальный район

Иланский муниципальный район (рис. 1.14) расположен в восточной части Красноярского края. Район располагается между зоной тайги и территориями, лежащими южнее, лесостепями. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. ВЭП II ветровой зоны обусловлен холмистым лесостепным рельефом и наличием сельскохозяйственных угодий. Использование ВЭУ на данной территории возможно при установке ВЭУ на возвышенностях.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности (до 100 кВт).

По Иланскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 113 Иланская (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Иланская

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
113	Иланская	1,8	2,0	2,0	2,8	2,7	2,2	1,9	1,7	1,9	2,6	2,4	2,6	2,2

Из таблицы 1.10 следует, минимальная скорость ветра в августе – 1,7 м/с, а максимальная – в октябре – 2,6 м/с.

1.3.2.7 Канский муниципальный район

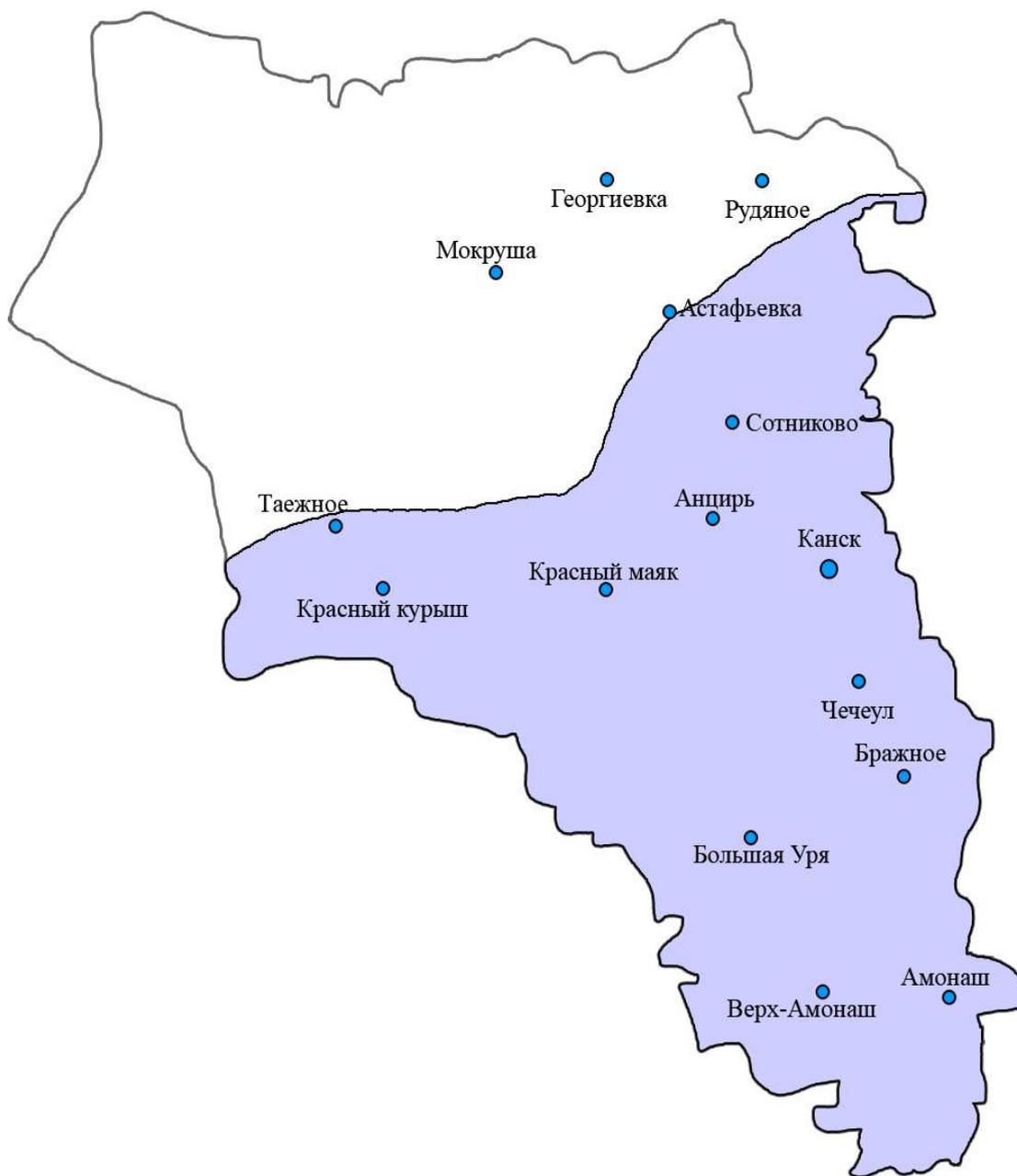
Канский муниципальный район (см. рис. 1.15) расположен в восточной части Красноярского края.



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.14 – Районирование Иланского муниципального района по ветровым зонам



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.15 – Районирование Канского муниципального района по ветровым зонам

С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. II ветровая зона преобладает в южных и юго-восточных частях района. ВЭП II ветровой зоны обусловлен холмистым лесостепным рельефом и наличием

сельскохозяйственных угодий. Использование ВЭУ на данной территории возможно при установке их на возвышенностях.

По Канскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 114 Канск (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Канск

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
114	Канск	3,2	2,9	3,4	4,5	4,4	3,3	2,6	2,3	2,9	4,2	4,6	3,8	3,5

Из таблицы следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,3 м/с, а максимальная – в ноябре – 4,6 м/с.

1.3.2.8 Назаровский муниципальный район

Назаровский муниципальный район (рис. 1.16) расположен в центральной части Красноярского края. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. II ветровая зона является преобладающей на данной территории. ВЭП II ветровой зоны обусловлен холмистым лесостепным рельефом и наличием сельскохозяйственных угодий. Также с восточной стороны муниципальный район граничит с обширной степной зоной, расположенной преимущественно на территории Республики Хакасия.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности до 100 кВт.

По Назаровскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 119 Назарово (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.12.



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.16 – Районирование Назаровского муниципального района по ветровым зонам

Таблица 1.12 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Назарово

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
119	Назарово	3,0	2,6	2,9	3,6	3,2	2,7	2,1	2,0	2,8	3,2	3,5	3,2	2,9

Из таблицы 1.12 следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,0 м/с, а максимальная – в ноябре – 3,5 м/с.

1.3.2.9 Новоселовский муниципальный район

Новоселовский муниципальный район (рис. 1.17) расположен в центральной части Красноярского края. Территорию с юга на север пересекает Красноярское водохранилище, делящее район на правобережную и левобережную части. Правобережная часть представлена отрогами Восточно-Саянского нагорья, левобережная часть расположена в пределах Чулымо-Енисейской котловины.



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

□ – II ветровая зона

Рисунок 1.17 – Районирование Новоселовского муниципального района по ветровым зонам

С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладает II ветровая зона, обладающая достаточно большим ВЭП. II ветровая зона создается благодаря ярко выраженному степному рельефу, расположению крупного водоема (Краснояр-

ского водохранилища) и границей с обширной степной зоной, расположенной преимущественно на территории Республики Хакасия. Наибольшим ветровым потенциалом обладают зоны, расположенные на вершинах степных холмов Новоселовского района, а также в створе р. Енисей.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности (до 100 кВт). В дальнейшем этот район может являться одним из наиболее перспективных мест для рассмотрения вариантов с использованием большой и средней ветроэнергетики с подключением к централизованным энергосетям или к отдельным потребителям.

По Новоселовскому муниципальному району имеются статистические данные по двум метеорологическим станциям № 138 Легостаево (Новоселово) и №139 Светлолобово (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.13.

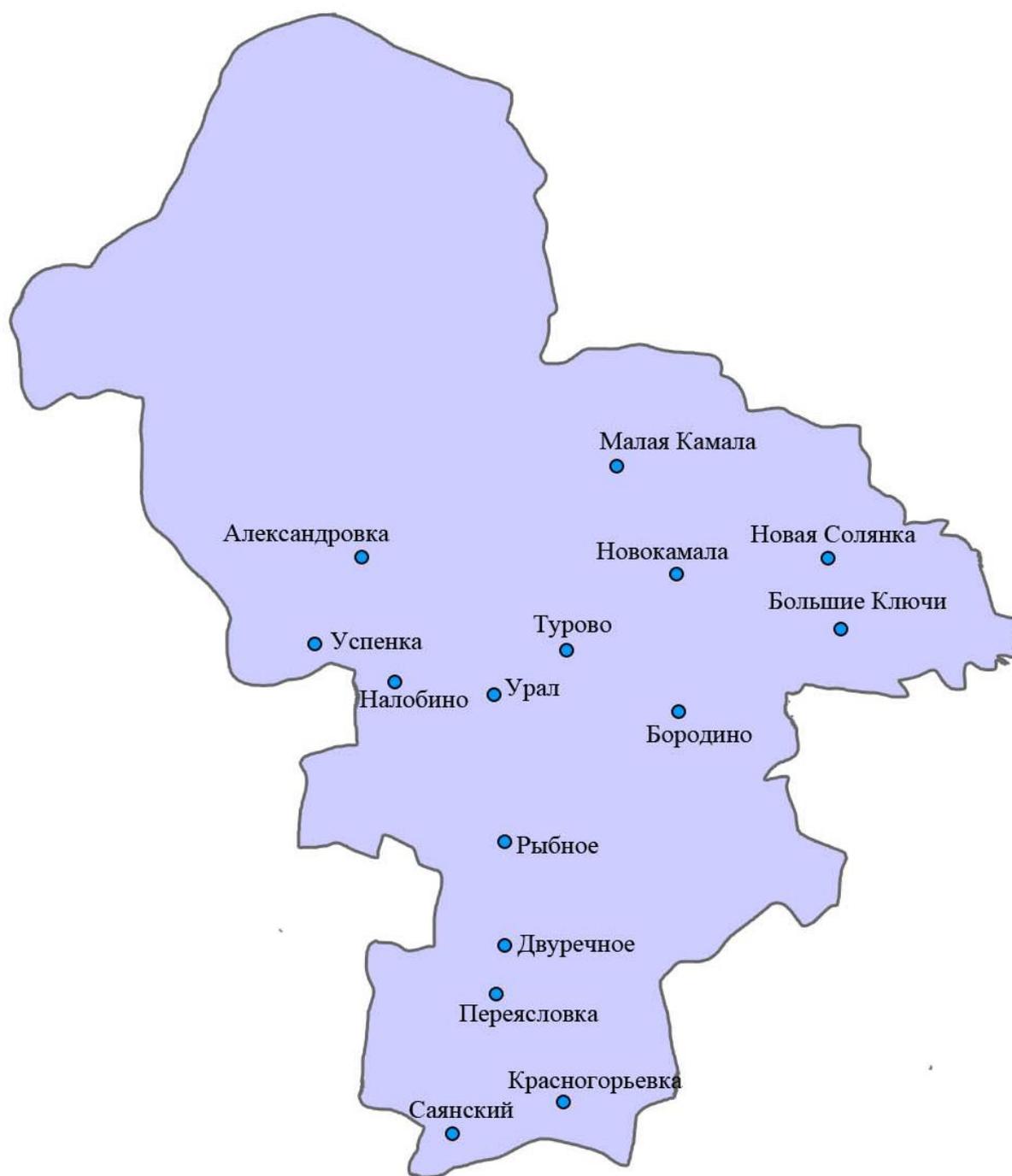
Таблица 1.13 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Легостаево (Новоселово)

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
138	Легостаево (Новоселово)	3,3	3,1	3,3	3,7	4,0	2,9	2,0	2,0	2,8	4,1	4,4	4,1	3,3
139	Светлолобово	3,3	3,1	3,3	3,7	4	2,9	2	2	2,8	4,1	4,4	4,1	3,3

Из данной таблицы следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,0 м/с, а максимальная – в ноябре – 4,4 м/с.

1.3.2.10 Рыбинский муниципальный район

Рыбинский муниципальный район (рис. 1.18) расположен в центральной части Красноярского края. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладает II ветровая зона. ВЭП II ветровой зоны обусловлен холмистым лесостепным рельефом и наличием сельскохозяйственных угодий. Использование ВЭУ на данной территории возможно при установке их на возвышенностях.



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

■ – II ветровая зона

Рисунок 1.18 – Районирование Рыбинского муниципального района по ветровым зонам

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности (до 100 кВт).

В перспективе возможно рассмотрение вариантов с использованием большой ветроэнергетики с подключением к централизованным энергосетям.

По Рыбинскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 111 Богуной, в настоящее время Бородино и № 115 Солянка (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.11.

Таблица 1.14 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Рыбинского муниципального района

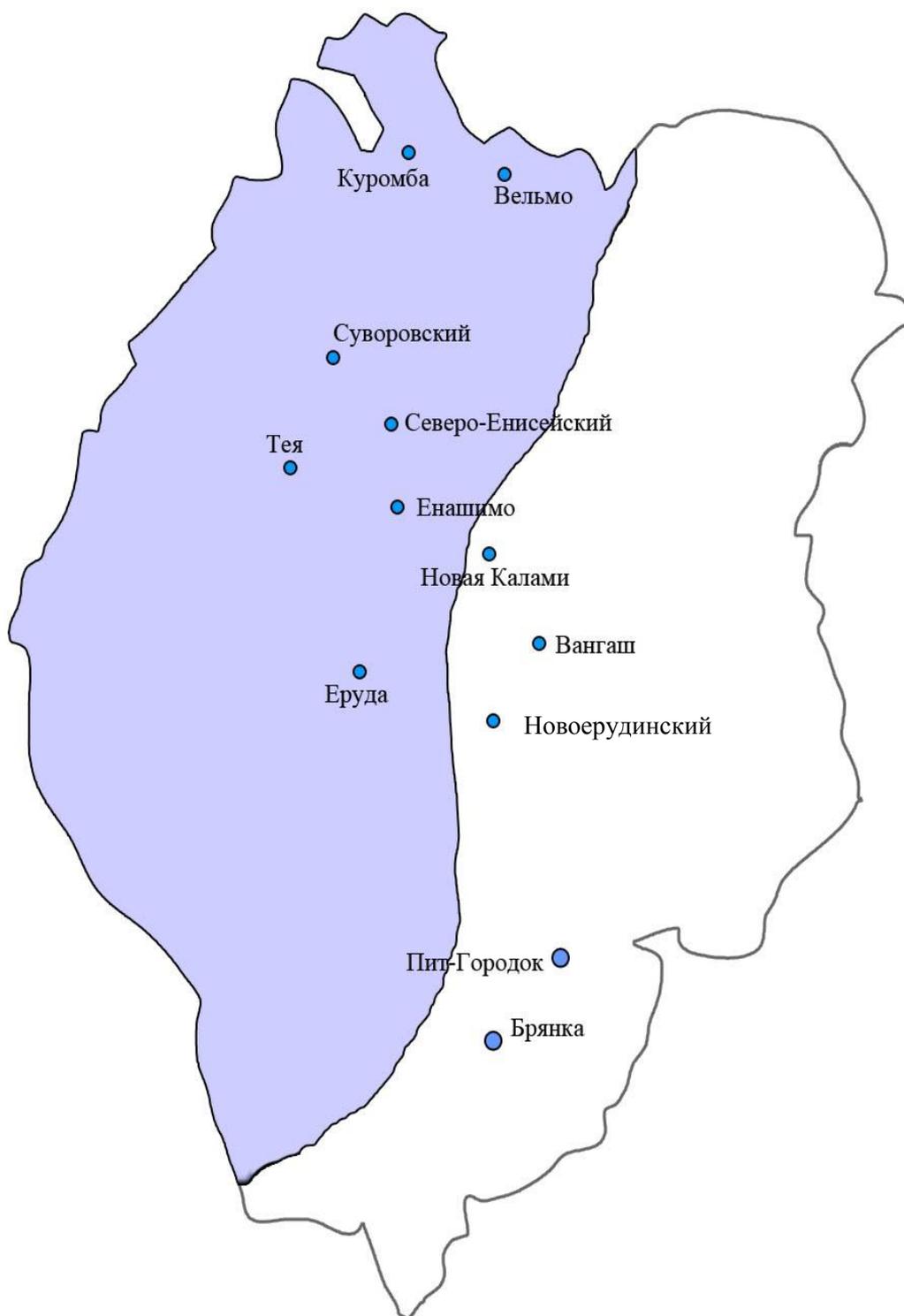
Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
111	Бородино	1,8	1,7	1,9	2,1	2	1,4	1,2	1,1	1,6	1,8	2,1	1,7	1,7
115	Солянка	3,7	3,4	3,7	4,3	4,5	3,3	2,8	2,6	3	4,3	4,8	4,3	3,7

Из таблицы 1.14 следует, минимальная скорость ветра в августе – 1,1 м/с, а максимальная – в ноябре – 4,8 м/с.

1.3.2.11 Северо-Енисейский муниципальный район

Северо-Енисейский муниципальный район (рис. 1.20) расположен в западной части Красноярского края. До 90 % территории покрыто таежными лесами. Территория района относится к территориям, приравненным к Крайнему Северу. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района в равной степени преобладают II и III ветровые зоны.

Южная часть района имеет централизованное электроснабжение. В северной части потребители получают энергию от децентрализованных источников. Наиболее перспективно в данном районе использовать мощностью до 100 кВт, а также возможно рассмотрение строительства ветропарков из ВЭУ средней мощности для электроснабжения децентрализованных потребителей.



Масштаб 1:1 000 000 (в 1 см 10 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.19 – Районирование Северо-Енисейского муниципального района по ветровым зонам

По Северо-Енисейскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 76 Северо-Енисейск (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.15.

Таблица 1.15 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Северо-Енисейск

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
75	Вельмо	1	1,5	1,8	2,2	2,2	1,9	1,5	1,3	1,4	1,6	1,4	1,2	1,6
76	Северо-Енисейск	3,4	3,3	3,3	4,1	3,9	3,5	2,6	2,8	3,3	4,2	3,7	3,2	3,5
79	Ново-ерудинское	1,7	1,6	2,1	2,7	2,9	2,4	1,6	1,6	2	2,5	1,9	1,5	2

Из таблицы 1.15 следует, что для метеорологической станции Северо-Енисейск минимальная скорость ветра в августе – 2,8 м/с, а максимальная – в октябре составляет 4,2 м/с.

1.3.2.12 Сухобузимский муниципальный район

Сухобузимский муниципальный район (рис. 1.20) расположен в центральной части Красноярского края. Территория района находится в равнинно-таежной части, район относится к группе районов центральной, пригородной к Красноярску. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. II ветровая зона расположена в южной части муниципального района и охватывает лишь небольшую часть населенных пунктов. На остальной территории района преобладает III ветровая зона. Низкий ВЭП обусловлен особенностями рельефа и густыми зарослями тайги.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности (до 100 кВт). Использование ВЭУ большой мощности в данном районе практически бесперспективно.

По Сухобузимскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 107 Сухобузимское (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.16.



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.20 – Районирование Сухобузимского муниципального района по ветровым зонам

Таблица 1.16 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Сухобузимское

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
107	Сухобузимское	3	2,9	3,5	4	4,2	3	2,3	2,1	2,7	4	4	3,6	3,3

Из данной таблицы следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,1 м/с, а максимальная – в мае – 4,2 м/с.

Использование ВЭУ на территории Сухобузимского муниципального района малоперспективно в связи с тем, что практически весь район получает электроснабжение от системы централизованного электроснабжения. Использование ВЭУ возможно для электроснабжения удаленных потребителей и станций сотовой связи.

1.3.2.13 Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район

Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район (рис. 1.21) является одним из самых северных административных районов Красноярского края и России. Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район наиболее перспективен к использованию ветроэнергетического потенциала. Большая часть района попадает под I ветровую зону. Наличие высокого ВЭП обусловлено границей с Северным Ледовитым океаном. Оставшаяся часть попадает под II ветровую зону, и лишь малый фрагмент южной части района – под III ветровую зону. Большая часть территории района также не имеет централизованного электроснабжения.

На территории района рекомендуется использование ветроэнергетических установок для производства электрической и тепловой энергии, особенно в районах с децентрализованным электроснабжением. На территории муниципального образования возможно строительство объектов большой, средней и малой ветроэнергетики. Учитывая специфику децентрализованных потребителей, рекомендуется выделить среднюю ветроэнергетику.

По Таймырскому Долгано-Ненецкому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологическим станциям № 1-38 (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.17.

Данные таблицы свидетельствуют, что по большинству метеорологических станций минимальная скорость ветра наблюдается в июле – августе, а максимальная – в мае и октябре-ноябре.



Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км)

- I ветровая зона;
- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.21 – Районирование Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района по ветровым зонам

Таблица 1.17 – Среднемесячные и среднегодовые скорости ветра по метеорологическим станциям

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
4	Краснофлотские острова	4,8	4,7	6,2	5,8	5,6	5,8	5,3	5,6	6,5	6,8	6,1	5,6	5,7
5	Солнечная бухта	6,0	6,0	6,9	6,2	5,9	6,6	6,2	6	6,2	7,3	6,7	6,6	6,4
6	Малый Таймыр (остров)	5,7	5,7	5,9	5,6	5,8	6,1	5,8	5,9	6,2	7,0	5,5	5,4	5,9
7	Челюскин (мыс)	7,0	6,8	6,7	6,2	6,3	6,3	6,3	6,5	6,9	7,4	6,8	7,3	6,7
8	Уединения (остров)	6,3	6,4	5,9	6,2	6,4	6,4	6,0	6,6	7,4	8,2	7,3	7,0	6,7
9	Русский (остров)	6,5	6,0	6,0	5,8	6,0	6,0	5,6	6	6,8	7,4	6,7	6,6	6,3
11	Андрея (остров)	6,0	5,5	5,5	6,0	6,0	5,7	5,7	5,9	6,5	6,9	5,5	5,7	5,9
12	Тыртова (остров)	6,5	6,1	5,8	5,8	6	5,7	5,5	6,1	6,9	8,0	6,6	6,7	6,3
13	Правды (остров)	5,9	6,0	5,8	5,9	5,9	6,0	5,1	5,6	6,7	7,5	5,5	6,6	6,0
14	Устье реки Таймыры	7,1	6,4	6,2	6,2	6,0	5,6	6,3	6,7	6,8	7,1	6,3	6,9	6,5
15	Эклипса (бухта)	7,3	7,1	6,5	5,6	5,6	5,7	5,1	5,3	6,2	6,8	6,4	8,0	6,3
16	Известий ЦИК (острова)	5,8	5,4	5,7	5,3	5,4	6,6	5,5	5,9	6,6	7,5	6,1	6,9	6,1
17	Прончищевой (бухта)	3,9	4,5	5,1	5,2	4,8	5,1	4,6	4,9	5,4	5,4	4,5	4,8	4,9
18	Стерлегова (мыс)	7,9	6,9	6,7	6,1	6,3	6,1	5,5	5,8	6,8	7,5	7,1	7,7	6,7
19	Таймырское озеро	5,3	5,0	5,7	5,8	6,5	6,5	5,9	6,5	7,1	7,1	5,9	5,8	6,1
20	Косистый (мыс)	5,5	5,3	5,9	6,4	6,3	7,1	6,2	6,9	6,9	6,8	4,9	5,9	6,2
21	Диксон (остров)	8,6	7,6	7,5	7,2	7,2	7,0	6,4	6,7	7,4	8,0	8,3	8,4	7,5
22	Усть-Тарейя	6,2	5,1	6,2	5,8	5,6	5,9	5,1	5,2	5,5	6,0	5,4	6,1	5,7
23	Лескина (мыс)	7,4	6,9	6,8	7,0	6,7	6,1	5,9	6,5	6,4	7,5	7,6	7,2	6,8
24	Хатанга	4,6	4,5	4,7	5,2	4,9	5,3	4,9	4,8	4,7	4,7	4,2	4,7	4,8
25	Сопочная Корга и Гольчиха	6,4	5,8	6,3	6,3	6,1	5,6	6,3	6,2	7,1	7,8	6,7	6,8	6,4
26	Волочанка	3,5	3,5	3,5	4,2	4,4	4,5	4,3	4,2	3,7	3,7	3,1	3,9	3,9
27	Кресты Таймырские	8,5	8	7,8	7,2	6,4	5,6	5,3	5,4	5,5	7,1	7,7	8,6	6,9
28	Караул и Толстый Нос	7,6	7,1	7,5	7,3	7,7	6,9	6,3	6,8	7,1	7,5	6,5	6,8	7,1

Окончание табл. 1.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
29	Усть-Енисейский порт	6,1	5,8	6,2	6,2	6,2	5,5	5,2	5,3	5,5	6,3	5,6	6,0	5,8
30	Валек	5,6	4,9	5,5	5,6	5,3	4,4	3,8	3,7	3,9	5,4	5,3	5,7	4,9
31	Лама (озеро)	0,8	0,8	1,3	1,6	1,5	1,2	0,8	1,0	1,1	2,7	1,1	0,8	1,2
32	Дудинка	5,5	5,0	5,4	5,9	6,1	5,7	5,5	5,7	5,5	6,3	5,1	5,3	5,6
33	Норильск и Тиксель (озеро)	6,4	5,8	6,7	6,5	5,9	5,2	4,3	4,2	5,1	6,5	5,7	6,1	5,7
34	Надежда	8,5	8,0	8,4	7,7	6,9	6,0	5,3	5,1	6,7	9,2	7,4	7,8	7,3
35	Медвежий Ручей	7,9	6,0	7,2	6,2	6,5	6,5	5,5	5,9	6,3	7,1	6,2	7,5	6,6
36	Имангда, Гремяка	2,6	2,1	2,5	2,9	2,9	2,8	2,2	2,1	2,2	3,1	2,5	2,8	2,6
37	Имангда, Рудная	5,5	3,3	5,2	3,7	4,1	4,3	3,2	3,6	4,2	4,4	3,7	4,9	4,2
38	Потапово	5,1	4,5	4,5	4,1	4,6	4,6	4,2	4,2	4,5	5,0	4,1	4,7	4,5

1.3.2.14 Туруханский муниципальный район

Туруханский муниципальный район (рис. 1.23) расположен в северо-западной части Красноярского края. Большая часть района находится в долине р. Енисей. Район практически полностью расположен за пределами Северного полярного круга. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. II ветровая зона располагается в северной и восточной частях муниципального района вдоль р. Енисей. На данной территории расположено основное число потребителей электроэнергии (населенных пунктов). На территории западной части района преобладает III ветровая зона. Низкий ВЭП обусловлен особенностями рельефа и густыми зарослями тайги на юге Туруханского района.

В силу большой протяженности муниципального района с севера на юг, район очень разнообразен в плане растительности. На территории района преобладают тундровые и лесотундровые природные зоны. Имеется вечная мерзлота. Преобладание тундрового климата и карликовой растительности в северной части Туруханского района благоприятно сказывается на ветроэнергетическом потенциале местности. В южной части густые леса создают препятствия для движения ветровых потоков.

Централизованное электроснабжение имеется только в местах, где проложены ЛЭП от Норильской энергосистемы. К населенным

пунктам с централизованным электроснабжением попадают крупные города: Игарка, Светлогорск и Туруханск.

Большая часть территории района также не имеет централизованного электроснабжения. Основным источником электрической энергии – дизельные электрические станции. На территории района рекомендуется использовать ветроэнергетические установки для производства электрической и тепловой энергии, особенно в районах с децентрализованным электроснабжением. Большинство населенных пунктов расположено на берегах рек, что существенно упростит доставку генерирующего оборудования. На территории муниципального образования возможно строительство объектов большой, средней и малой ветроэнергетики. Учитывая специфику децентрализованных потребителей, рекомендуется применять среднюю ветроэнергетику.



Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.22 – Районирование Туруханского муниципального района по ветровым зонам

По Туруханскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологическим станциям (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологическим станциям Туруханского муниципального района

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
61	Игарка (город)	5,2	4,3	4,8	4,9	4,9	4,8	4,2	4,3	4,6	5,7	4,8	5,1	4,8
62	Игарка (остров)	5,2	4,3	4,8	4,9	4,9	4,8	4,2	4,3	4,6	5,7	4,8	5,1	4,8
63	Советская Речка	3,3	3,3	3,5	3,5	3,8	3,6	3	2,7	3	3,4	3	2,7	3,2
64	Курейка	4,1	3,7	4,3	4	4,2	4,3	3,7	3,9	4	4,6	3,9	4	4,1
65	Янов Стан	2,7	2,4	3,1	3,2	3,4	3,1	2,3	2,3	2,6	2,9	2,6	2,5	2,8
66	Туруханск	4	3,9	4,1	4	3,8	3,9	3,4	3,6	4	4,8	3,9	4	4
67	Сухая Тунгуска	3,8	3,3	3,9	3,5	3,6	3,9	3,2	3,4	4,1	4,3	3,4	3,2	3,6
68	Верещагино	3,5	3,1	3,6	3,5	3,6	3,7	2,9	3,1	3,4	4,1	3,4	3,1	3,4
69	Верхне-имбатское	3,5	3,6	4,1	4,3	4,1	4	3,2	3,5	4,1	4,6	3,6	3,4	3,8
71	Келлог	2,7	2,3	2,8	2,9	3,2	2,9	2,3	2,2	2,5	3,1	2,6	2,3	2,6
72	Бахта	3	2,7	3	3,2	3,2	3,1	2,4	2,6	3,1	3,9	3	2,5	3
73	Подкаменная Тунгуска	2,8	2,9	3,4	3,3	3,3	3	2,4	2,5	2,9	3,8	3,3	3	3
74	Ворогово	4,2	3,5	3,8	3,4	3,6	3,5	2,7	2,9	3,6	4,2	3,8	3,6	3,6

Из таблицы 1.18 следует, что по большинству метеорологических станций минимальная скорость ветра наблюдается в июле-августе, а максимальная – в мае и октябре-ноябре.

1.3.2.15 Тюхтетский муниципальный район

Тюхтетский муниципальный район (рис. 1.23) расположен в центральной части Красноярского края. Большая часть района находится в пределах Чулымской равнины, которая покрыта труднопроходимой тайгой.

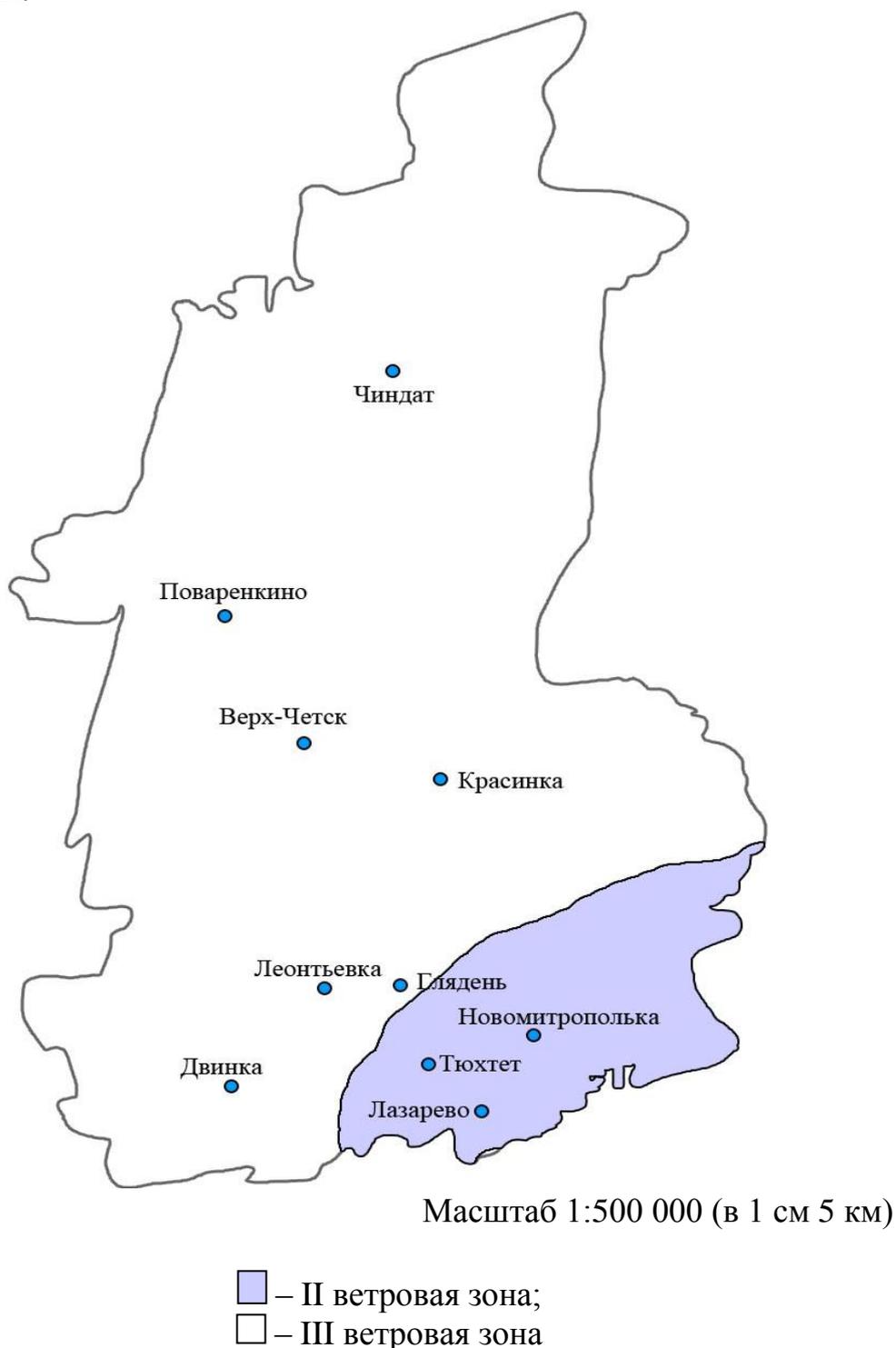


Рисунок 1.23 – Районирование Тюхтетского муниципального района по ветровым зонам

На территории данного района преобладает III ветровая зона. II ветровая зона расположена в юго-западной части муниципального района и охватывает лишь небольшую часть населенных пунктов. Низкий ВЭП обусловлен особенностями рельефа и густыми зарослями тайги. Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. По Тюхтетскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 106 Тюхтет (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.19.

Таблица 1.19 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологическим станциям Тюхтетского муниципального района

Но- мер метео- стан- ции	Метео- станция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
106	Тюхтет	3,3	3,4	3,7	3,4	3,4	2,7	2,2	2,2	2,7	3,7	3,8	3,6	3,2

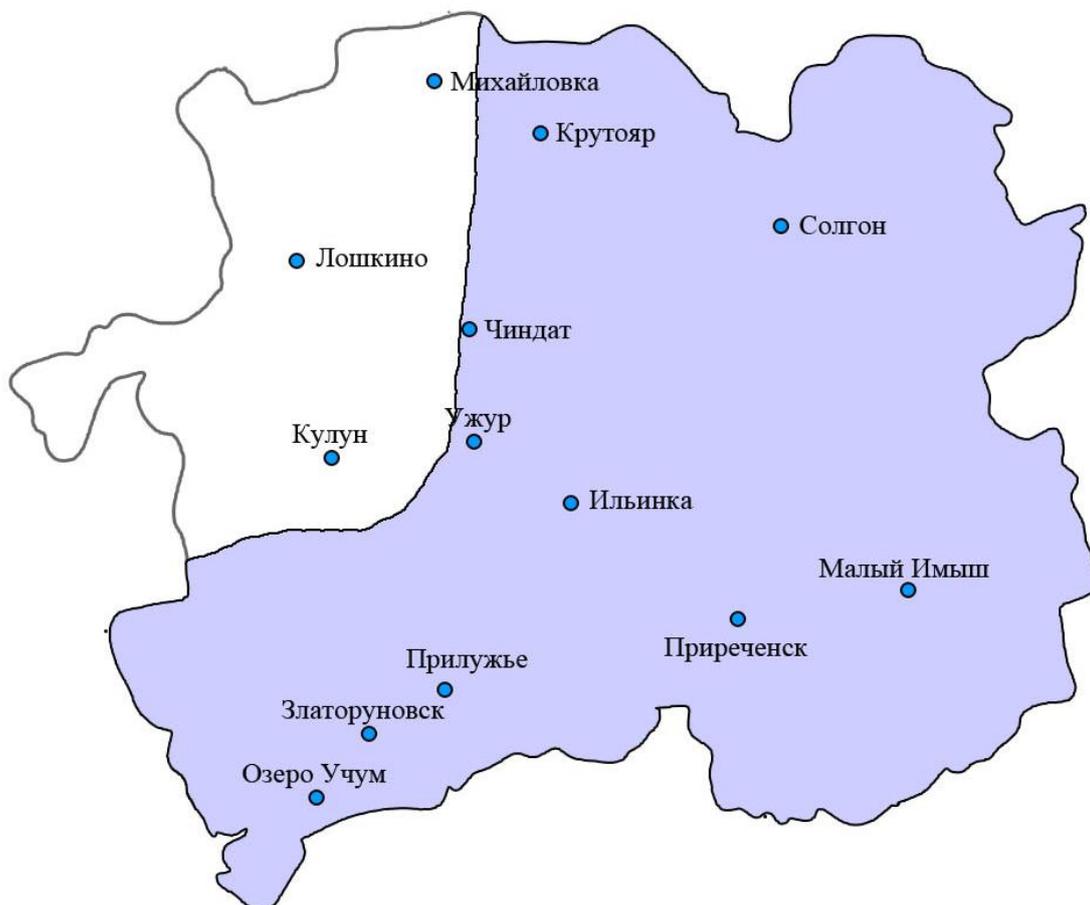
Из таблицы следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,2 м/с, а максимальная – в ноябре – 3,8 м/с.

1.3.2.16 Ужурский муниципальный район

Ужурский муниципальный район (рис. 1.24) расположен в западной части Красноярского края. Преобладает слабохолмистый рельеф. На территории района преобладает II ветровая зона. III ветровая зона занимает лишь незначительную территорию северо-западной части района. ВЭП II ветровой зоны обусловлен холмистым лесостепным рельефом и наличием сельскохозяйственных угодий. Также с восточной стороны муниципальный район граничит с обширной степной зоной, расположенной преимущественно на территории Республики Хакасия.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ мощностью до 100 кВт.

По Ужурскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 135 Ужур (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.20.



Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.24 – Районирование Ужурского муниципального района по ветровым зонам

Таблица 1.20 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Ужур

Номер метеостанции	Метеостанции	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
135	Ужур	3,9	3,4	3,5	4,5	4,3	3,3	2,4	2,4	3,2	4,2	4,3	4,0	3,6

Из таблицы следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,4 м/с, а максимальная – в ноябре – 4,3 м/с.

1.3.2.17 Уярский муниципальный район

Уярский муниципальный район (см. рис. 1.25) расположен в восточной части Красноярского края. Практически весь район расположен в лесостепной зоне. Рельеф южной и центральной частей района представлен полого-увалистой равниной, северная часть района находится в подгорной части Енисейского края, здесь отмечается более увалистая местность. На территории района преобладают II и III ветровые зоны. ВЭП II ветровой зоны обусловлен холмистым лесостепным рельефом и наличием сельскохозяйственных угодий. В целом, рельеф местности плохо способствует образованию затяжных ветров со скоростью более 7 м/с.

Практически весь район имеет централизованное электроснабжение. Район малоперспективен для строительства ВЭУ большой и средней мощности. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности до 100 кВт.

По Уярскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологической станции № 126 Уяр (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.21.

Таблица 1.21 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологической станции Уяр

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
126	Уяр (Клюквенная)	3,8	3,7	4	4,7	5	3,8	2,9	2,6	3,2	4,5	5,2	4,4	4

Из таблицы следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,6 м/с, а максимальная – в ноябре – 5,2 м/с.



- – II ветровая зона;
- – III ветровая зона

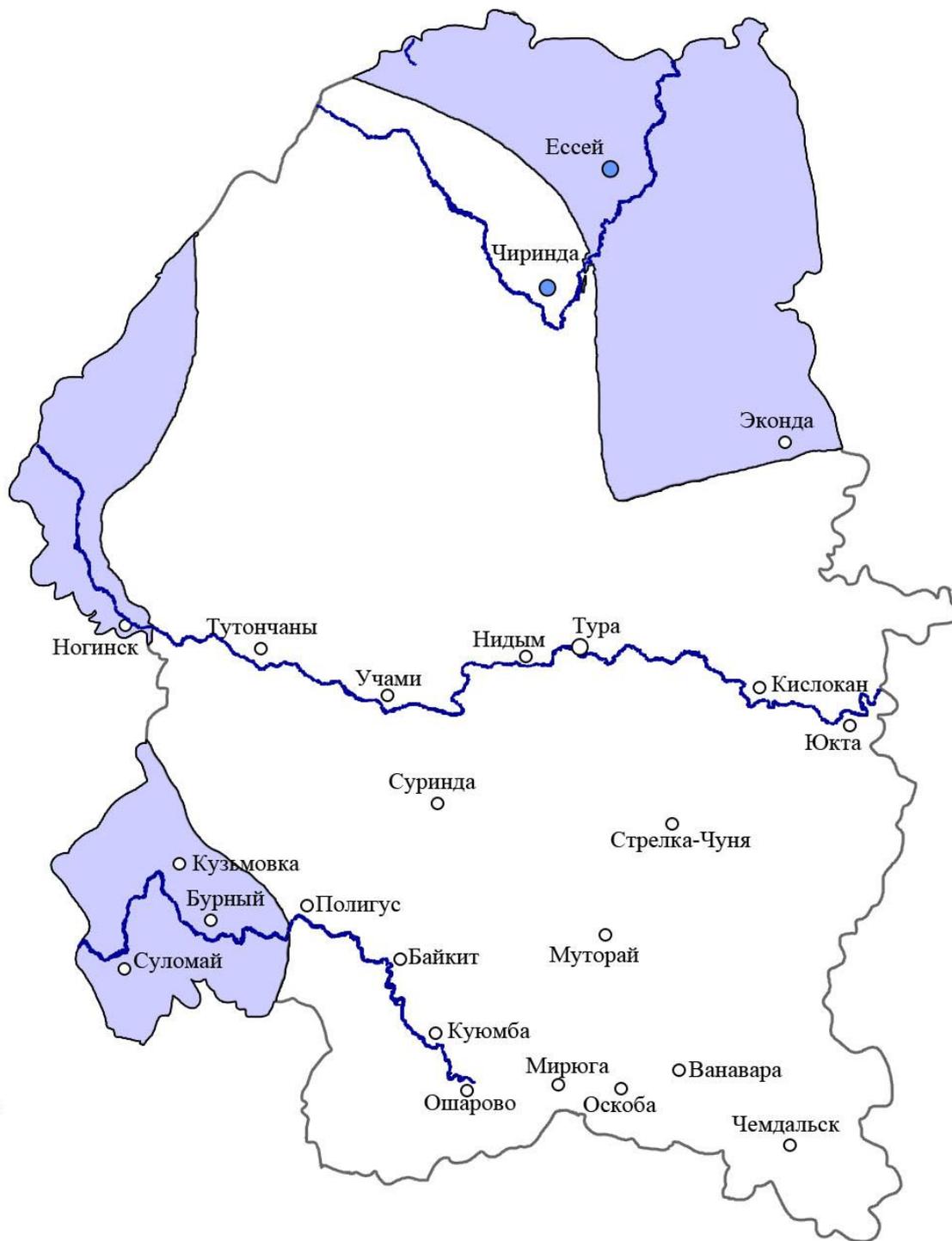
Рисунок 1.25 – Районирование Уярского муниципального района по ветровым зонам

1.3.2.18 Эвенкийский муниципальный район

Эвенкийский муниципальный район (рис. 1.26) расположен в северо-восточной части Красноярского края. По Эвенкийскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологическим станциям (см. рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.22.

Таблица 1.22 – Среднемесячные и среднегодовая скорости ветра по метеорологическим станциям Эвенкийского муниципального района

Номер метеостанции	Метеостанция	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
39	Ессей	2,0	2,0	2,7	3,8	4,1	3,9	3,8	3,9	3,4	3,1	2,2	2,0	3,1
40	Агата	1,2	1,3	2,1	2,7	3	2,6	2,1	2,4	2,8	3,4	1,5	1,1	2,2
41	Большой Порог	1,8	1,7	2,3	2,3	2,6	2,4	1,9	2,0	2,2	2,5	2,0	1,6	2,1
42	Тембенчи	0,5	0,7	1,3	1,8	2,3	2,0	1,5	1,4	1,4	1,4	0,9	0,6	1,3
43	Ногинский Рудник	2,1	2,1	2,8	3,1	3,3	3,0	2,5	2,5	2,8	3,1	2,3	2,0	2,6
44	Кочумдек	1,4	1,6	2,4	2,6	2,9	2,5	1,9	1,9	2,2	2,4	1,6	1,3	2,1
45	Тура	1,5	1,4	1,8	2,5	2,7	2,4	2,0	2,0	2,0	2,3	1,8	1,7	2,0
46	Тутончаны	1,8	1,6	2,2	2,7	2,7	2,6	2,1	2	2,1	2,6	1,6	1,4	2,1
47	Виви	1,5	1,6	1,9	1,7	2,4	1,8	1,4	1,6	1,7	2,2	1,7	1,5	1,7
48	Учами	2	2	2,2	2,6	2,6	2,2	1,6	1,8	2,1	2,3	1,9	1,7	2,1
49	Кислокан	0,6	0,9	1,6	2	2,4	2,1	1,5	1,5	1,6	1,6	1,0	0,8	1,5
50	Кербо	0,4	0,7	1,3	1,6	1,9	1,5	1,1	1,1	1,3	1,4	0,6	0,5	1,1
51	Кузьмовка	1,1	1,2	1,8	2,1	2,4	2,2	1,4	1,4	1,8	2,3	1,4	1,1	1,7
52	Полигус	0,4	0,7	0,9	1,5	1,2	1,2	0,8	0,7	0,6	1,0	0,5	0,3	0,8
53	Перевалочная База	1,2	1,2	1,3	1,3	1,5	1,4	1,1	1,1	1,2	1,5	1,5	1,7	1,3
54	Чупская Стрелка	1,8	1,8	2,5	2,9	3,1	2,8	2,2	2,2	2,4	3,0	2,2	1,8	2,4
55	Байкит	0,5	0,7	1,3	1,8	2	1,7	1,4	1,1	1,1	1,2	0,7	0,5	1,2
56	Муторай	1,9	2,0	2,5	2,8	3,1	2,6	1,8	2	2,3	2,8	2,1	1,7	2,3
57	Усть-Камо	1,0	1,0	1,5	1,9	2,1	1,7	1,3	1,3	1,3	1,5	1,1	0,9	1,4
58	Ванавара	1,3	1,4	1,9	2,5	2,6	2,2	1,9	1,8	1,8	2,2	1,8	1,4	1,9
59	Таимба	0,9	1,0	1,3	1,7	1,8	1,6	1,2	1,2	1,3	1,5	1,2	0,9	1,3
60	Чемдальск	0,9	1,0	1,4	1,9	1,9	1,5	1,1	1,0	1,3	1,6	1,3	0,8	1,3



Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км)

- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 1.26 – Районирование Эвенкийского муниципального района по ветровым зонам

Данная местность характеризуется сложным, преимущественно горным рельефом, широким диапазоном климатических и гидрологических условий. Вся территория относится к району Крайнего Севера, значительная часть относится к районам распространения вечной мерзлоты. На территории района преобладают II и III ветровые зоны. II ветровая зона преобладает в северо-восточной, западной и юго-западных частях муниципального района. На большей части территории района преобладает III ветровая зона. Низкий ВЭП обусловлен особенностями рельефа и густыми зарослями тайги.

Большая часть территории района также не имеет централизованного электроснабжения. На территории района рекомендуется использование ветроэнергетических установок для производства электрической и тепловой энергии. Из-за высокого отпускного тарифа на электрическую и тепловую энергию использование ВЭУ рекомендуется даже в населенных пунктах, расположенных в III ветровой зоне. Положительный опыт использования ВЭУ малой мощности имеется в пос. Тура. При установке ВЭУ на возвышенностях имеется возможность использования ВЭУ ветрового потока с верхних слоев атмосферы.

Из таблицы 1.22 следует, что для большинства метеорологических станций минимальная скорость ветра наблюдается в августе, а максимальная – в мае и октябре – ноябре.

1.3.2.19 Другие муниципальные районы

Оставшиеся муниципальные районы с точки зрения ветроэнергетического потенциала относятся к III ветровой зоне. Использование ВЭУ на данной территории малоперспективно. К данным муниципальным образованиям относятся: Абанский, Бирилюсский, Богучанский, Большемуртинский, Большеулуйский, Дзержинский, Емельяновский, Ермаковский, Идринский, Ирбейский, Казачинский, Каратузский, Кежемский, Краснотуранский, Курагинский, Манский, Минусинский, Мотыгинский, Нижнеингашский, Партизанский, Пировский, Саянский, Тасеевский, Шарыповский и Шушенский муниципальные районы. То же самое можно сказать и в отношении всех городских округов Красноярского края. В городских округах использование ветроэнергетики затрудняет наличие высотных построек и многоэтажек. На данной территории использование ветроэнергетики малоперспективно, за исключением высокогорных районов.

Существенным исключением могут быть горные районы и возвышенности, где появляется возможность использования ветровых потоков с верхних слоев атмосферы. Таких точек на территории Красноярского края очень немного. Например, туристический комплекс «Ергаки», расположенный в Ермаковском муниципальном районе. Из-за окружающих муниципальный район высоких Саянских гор использование ветроэнергетических установок бесперспективно. Однако установка ВЭУ на высоте 1500-2000 м над уровнем моря позволит использовать ветер из верхних слоев атмосферы. Использование ВЭУ на вершинах высокогорья и перевалов может показать высокую экономическую эффективность.

1.4 Методика определения выработки электроэнергии ВЭУ

Одной из наиболее важных характеристик ветроэнергетического кадастра, позволяющей выявить энергетические характеристики ветра, является выработка энергии ВЭУ (будь то механическая или электрическая энергия).

При определении параметров ветроэнергетического кадастра использовались данные указанных метеостанций, а также данные всемирного архива погоды [7, 12].

Параметры принятого закона распределения скорости ветра могут служить основой для определения ветроэнергетических ресурсов. Мощность ветрового потока, протекающего в единицу времени через поперечное сечение площадью $F = 1 \text{ м}^2$ при определенной скорости ветра v (м/с) и плотности воздуха ρ (кг/м³), определяют по формуле [2, 3, 8]

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 F. \quad (1.33)$$

Удельная мощность ветра, приходящаяся на единицу площади поперечного сечения:

$$P_{уд} = \frac{1}{2} \rho v^3. \quad (1.34)$$

Среднемесячная (сезонная, годовая) удельная энергия ветра $W_{уд}$ – это энергия, протекающая за месяц (сезон, год) через поперечное сечение площадью в один квадратный метр и зависящая от плотности распределения скорости ветра:

$$W_{\text{год}} = 1,8 \cdot 10^3 \rho T \int_0^{v_{\text{max}}} v^3 \tilde{p}(v) dv, \quad (1.35)$$

где T – число часов, за которое определяется удельная энергия ветра ($T = 720$ ч за месяц, $T = 2160$ ч – за сезон, $T = 8760$ ч – за год); $p(v)$ – дифференциальная повторяемость скорости ветра по градациям.

Технические ветроэнергетические ресурсы – это часть потенциальных ресурсов, которые могут быть использованы с помощью имеющихся технических средств. Они определяются с учетом неизбежных потерь при использовании ветровой энергии. В силу конструктивных особенностей часть своей мощности ВЭУ теряет за счет инерции покоя ветроколеса (ΔP_{Vmin}), часть – за счет режима регулирования (ΔP_{Vp}) и часть – за счет вывода ветроколеса из-под ветра (ΔP_{Vmax}). На рисунке 1.27 представлены зависимости потенциальной ($P_{\text{пот}}$) и технической ($P_{\text{техн}}$) мощности от скорости ветра применительно к ветроэнергетической установке АВЭУ 6-4М [3].

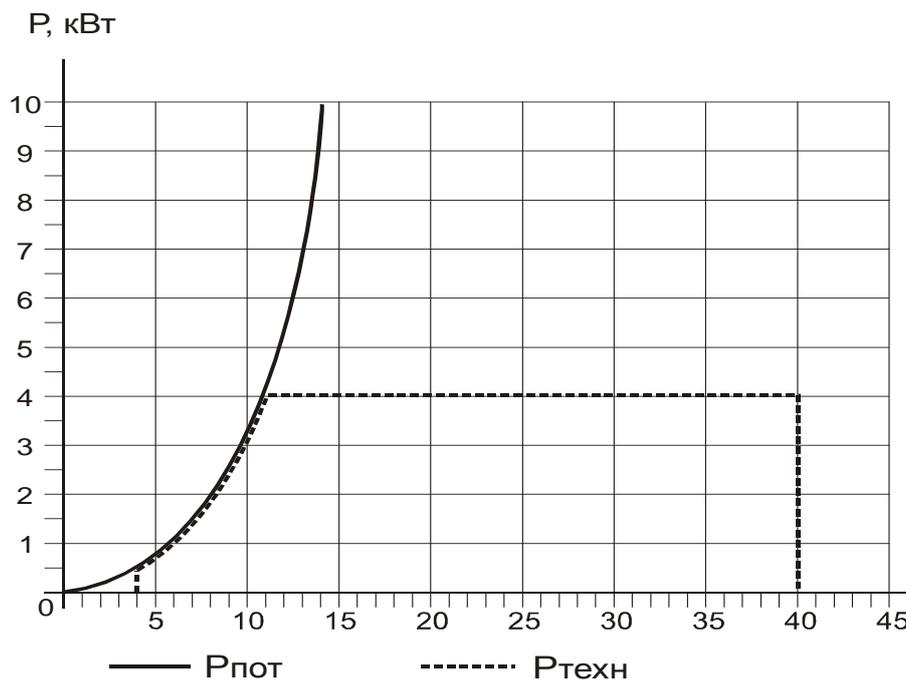


Рисунок 1.27 – Зависимости потенциальной и технической мощности от скорости ветра применительно к ветроэнергетической установке АВЭУ 6-4М

Номинальная мощность ВЭУ, кВт определяется выражением [3]

$$P_n = 4,81 \cdot 10^{-4} D^2 \cdot v_p^3 \cdot \xi \cdot \eta_p \cdot \eta_z, \quad (1.36)$$

где D – диаметр ветроколеса, м; v_p – расчетная скорость ветра, м/с; ξ – коэффициент использования ветрового потока; η_p , η_g – КПД редуктора и генератора.

Если принять $\eta_p = 0,95$, $\xi = 0,35$ для тихоходных ВЭУ; $\eta_p = 0,9$, $\xi = 0,45$ для быстроходных ВЭУ [3, 8], $D^2/4\pi$ и перейти к удельной мощности ВЭУ, которая в соответствующих диапазонах работы выразится в виде

$$P_e = \begin{cases} 0 & \text{при } v < v_{\min} \\ \beta v_{\min}^3 & \text{при } v_{\min} < v < v_p \\ \beta v_p^3 & \text{при } v_p \leq v < v_{\max} \\ 0 & \text{при } v > v_{\max} \end{cases}, \quad (1.37)$$

где v_{\min} – минимальная скорость, при которой происходит запуск ВЭУ, м/с; v_{\max} – скорость ветра, при которой происходит отключение ветроколеса, м/с;

$$\beta = 4,81 \cdot 10^{-4} \frac{4}{\pi} \xi \cdot \eta_p \cdot \eta_g, \quad (1.38)$$

$\beta = 2,35 \cdot 10^{-4}$ – для быстроходных ВЭУ; $\beta = 1,83 \cdot 10^{-4}$ – для тихоходных ВЭУ.

Удельная выработка энергии ВЭУ, Дж/м²:

$$W_{y\partial}^{mex} = 3,6 \cdot 10^6 \beta T \int_0^{v_{\max}} P_{e(v)} \tilde{p}_{(v)} dv. \quad (1.39)$$

Используя (1.39) и заменив операцию интегрирования суммированием, получим

$$W_{y\partial}^{mex} = 3,6 \cdot 10^6 \beta T \left(\sum_{v_{\min}}^{v_p} v_i^3 \tilde{p}_i + v_p^3 \sum_{v_p}^{v_{\max}} \hat{p}_i \right). \quad (1.40)$$

В зависимости от параметра T определяется удельная выработка энергий за месяц, сезон, год.

Разные типы ВЭУ имеют различные технические и энергетические характеристики. Для определения наиболее подходящих из них для конкретного типа местности применяется коэффициент использования установленной мощности [3]

$$K_y = \frac{W}{P_{ном} T}, \quad (1.41)$$

где W – максимальная выработка энергии ВЭУ за время T , кВт·ч;

$P_{ном}$ – установленная мощность ВЭУ, кВт.

Использование ВЭУ считается эффективным при $K_y \geq 25\%$ [8]. По известному коэффициенту K_y легко определить количество часов использования установленной мощности ветроэнергетической установки за время T

$$h_{max}^{BЭУ} = T \cdot K_y. \quad (1.42)$$

Удельная мощность ветра по семи ветровым зонам (рис. 1.4 и 1.5) составляет от 523,6 до 1263,3 Вт/м² в зависимости от месяца для первой ветровой зоны, от 336,1 (июль) до 994,2 Вт/м² (январь) для второй ветровой зоны и от 14,8 (январь, июль, август) до 68,4 Вт/м² (май) для седьмой ветровой зоны. Годовая удельная потенциальная энергия ветра составляет 7376,9 кВт·ч/м² (1-я ветровая зона), 5323,4 кВт·ч/м² (2-я ветровая зона), 3181,4 кВт·ч/м² (3-я ветровая зона) и 262,7 кВт·ч/м² (7-я ветровая зона).

При переходе от первой ветровой зоны к последующим происходит снижение удельных потенциальных ветроэнергетических ресурсов, так во второй ветровой зоне наблюдается только 72,0 % по сравнению с первой ветровой зоной, в третьей – 43,0 %, в четвертой – 25,5 %, в пятой – 14,0 %, в шестой – 6,0 %, и в седьмой – 3,5 % по отношению к первой ветровой зоне.

Из анализа видно, что первая, вторая и третья ветровые зоны (см. рис. 1.4 и 1.5) располагают высокими ветровыми ресурсами и являются наиболее перспективными для использования ВЭУ, четвертая и пятая ветровые зоны обладают достаточным потенциалом ветровых ресурсов. Что касается шестой и седьмой ветровых зон, то применение быстроходных ВЭУ является здесь малоперспективным, поэтому можно применить тихоходные ветромеханические установки.

Для удобства практического использования зависимостей (1.35)-(1.42) разработаны электронные таблицы Excel, позволяющие определить выработку электроэнергии от интересующей ВЭУ (зная ее технические характеристики) в любой точке Красноярского края с достаточно высокой достоверностью. Результаты расчетов по приведенной методике используются в дальнейшем в разделах 4 и 5 для определения технико-экономических показателей ВЭУ различных производителей.

Из расчетов выработки электрической энергии ветроэнергетическими установками в различных районах Красноярского края, произведенных по вероятностным характеристикам, полученным в результате многолетних наблюдений метеорологических станций и по данным выровненной фактической повторяемости, следует, что сходимость аналитического и фактического распределений достаточно высокая, и по большинству метеорологических станций оказалась не ниже 0,8 [3, 12, 28-31].

Выводы по первой главе

1. Проведено исследование ветроэнергетического потенциала Красноярского края на основе данных 155 метеорологических станций за тридцатилетний период. Разработана методика районирования территории Красноярского края по ветроэнергетическим ресурсам на основе численных значений фактической повторяемости скоростей ветра, полученных по данным метеорологических ежемесячников по градациям, принятым гидрометеорологической службой.

2. Предложено районирование территории Красноярского края на три основные ветровые зоны в соответствии с ветроэнергетическим потенциалом и перспективами применения ВЭУ различного класса мощности. Наибольшим ветроэнергетическим потенциалом обладает Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район (среднегодовая скорость ветра – более 5 м/с). Средним ветроэнергетическим потенциалом обладает территория Туруханского района (3-5 м/с). Имеется неплохой потенциал в центральных районах Красноярского края, особенно у районов, граничащих с Республикой Хакасия (3-4 м/с).

3. Разработан алгоритм методики определения выработки электрической энергии ВЭУ различного типа, максимально учитывающий особенности ветроэнергетического потенциала региона и технические характеристики ВЭУ.

Глава 2 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ И НА ТЕРРИТОРИИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

2.1 Классификация современных ВЭУ по мощности и область их применения

Согласно ГОСТ Р 51237-98, все ВЭУ классифицируются на четыре класса мощности.

ВЭУ очень малой мощности. Под указанный класс попадают все типы ВЭУ мощностью до 5 кВт. Генераторы таких ВЭУ, как правило, вырабатывают постоянное напряжение. ВЭУ переназначены для электроснабжения отдельных потребителей с использованием аккумуляторных батарей или других видов накопителей энергии. Такие ВЭУ могут работать с другими источниками энергии (солнечными батареями, ДЭС) на шине постоянного напряжения. Монтаж ВЭУ осуществляется бескрановым способом.

ВЭУ очень малой мощности могут использоваться практически на всей территории Красноярского края для электроснабжения локальных потребителей. Наибольший эффект от использования ВЭУ очень малой мощности можно получить, если их устанавливать на возвышенностях, берегах рек и крупных озер.

ВЭУ малой мощности. Под этот класс попадают все типы ВЭУ мощностью от 5 до 100 кВт. Данные ВЭУ в зависимости от технического исполнения могут работать как на шину постоянного напряжения децентрализованного потребителя, так и на шину переменного напряжения небольшого поселка. Для электроснабжения поселков возможно использовать ВЭУ мощности от 30 кВт и более. ВЭУ малой мощности выполняются как с вертикальной, так и с горизонтальной осью вращения. Монтаж ВЭУ осуществляется бескрановым способом.

ВЭУ малой мощности перспективно использовать для электроснабжения удаленных поселков и отдельных потребителей, не имеющих централизованного электроснабжения.

ВЭУ средней мощности. Под данный класс попадают все типы ВЭУ мощностью от 100 до 1000 кВт. В этом классе с большим отрывом преобладают ВЭУ с горизонтальной осью вращения. Такой класс ВЭУ предназначен в основном для работы с децентрализованной сис-

темой электроснабжения небольшого поселка, предприятия или военной базы. ВЭУ средней мощности более производительны, чем ВЭУ малой и очень малой мощности. Наибольший интерес для Красноярского края представляет использование ВЭУ средней мощности с возможностью бескранового монтажа. Такие ВЭУ возможно установить в северных населенных пунктах, где имеется существенный энергодефицит. Строительство ветропарков из ВЭУ средней мощности не будет требовать завоза и использования крановой техники, что весьма проблематично в условиях северных территорий нашей страны.

ВЭУ большой мощности. В этот класс попадают все типы ВЭУ мощностью более 1000 кВт. В данном классе в свободной продаже имеются только ВЭУ с горизонтальной осью вращения. ВЭУ большой мощности имеют высокие башни высотой от 70 до 120 м. Самая большая ВЭУ в мире «Enercon E-126» имеет мощность 7 МВт и диаметр лопастей 126 м.

При использовании ВЭУ большой мощности возникает ряд определенных трудностей, связанный с условиями эксплуатации ВЭУ. Ветровые потоки в различных слоях атмосферы имеют различные направления и скорости движения. Особенно это характерно для континентальной зоны, где завихрения ветрового потока создаются шероховатостями поверхности (лесом, рельефом, возвышенностями и т. д.). Ветроколеса большого диаметра могут сильно терять в производительности по указанной выше причине.

ВЭУ большой мощности мультимегаваттного класса перспективно использовать в прибрежных и оффшорных зонах. Водная гладь не имеет шероховатостей и создаваемый воздушный поток будет достаточно равномерным на всей ометаемой ветроколесом площади.

Что касается Красноярского края, то регион граничит только в северной части с Северным Ледовитым океаном. На данной территории не имеется крупных потребителей, способных принимать нагрузку от ВЭУ большой мощности.

На сегодняшний день рекомендуемый для Красноярского края диапазон мощностей в рассматриваемом классе ВЭУ составляет от 1 до 1,5 МВт. Такие ВЭУ могут покрыть нагрузку небольшого предприятия или крупного поселка с децентрализованным электроснабжением.

Использование ВЭУ мощностью более 1,5 МВт в рамках выполненного исследования не рассматривается по следующим причинам:

- использование мощных ВЭУ в континентальной зоне требует дополнительных исследований на предмет снижения КПД установки из-за завихрений ветрового потока, вызванных рельефом;
- отсутствие крупных потребителей в прибрежной зоне Северного Ледовитого океана;
- отсутствие законодательной базы замещения мощности в энергосистеме для генератора на базе ВИЭ;
- имеется риск, что энергосистема не будет готова принимать изменяющуюся в широком диапазоне текущую мощность ветропарка, что может привести к рассинхронизации системы.

Внедрение ВЭУ большой мощности в энергосистему требуется вводить поэтапно, чтобы избежать возникновения законодательных и технических проблем.

На сегодняшний день наиболее перспективно рассмотрение ВЭУ мощностью 900-1500 кВт для электроснабжения больших населенных пунктов и предприятий Таймырского и Туруханского муниципальных районов.

2.2 Современное состояние ветроэнергетики

Сегодня ветроэнергетика является одним из самых дешевых источников энергии. Себестоимость энергии, производимой на системных ВЭУ, составляет 4-5 цент/кВт·ч при стоимости 1 кВт установленной мощности порядка 1000 долл. США/кВт [5, 36]. Ветроэнергетика стала полноправной и неотъемлемой частью энергосистем стран, различных по уровню развития и богатства (табл. 2.1 и 2.2) [5].

Ежегодный прирост по установленной мощности ветровых энергетических установок в мире за последние годы превышает 30 %. Общая установленная мощность ВЭУ в 2010 г. составила 116,2 ГВт. В том числе: Германия – 26,2 ГВт, Испания – 17,5 ГВт, США – 18,9 ГВт, Дания – 3,8 ГВт, Индия – 8,3 ГВт. В таблице 2.2 приведены данные об установленной мощности ВЭУ в мире [5].

В то же время в Европе к 2010 г. значение суммарной установленной мощности ВЭУ составило 74,8 ГВт. Наибольший рост использования энергии ветра в мире начался с 1998 г. и продолжает расти. Согласно оптимистическим прогнозам использования энергии ветра в мире, к 2050 г. доля электроэнергии, вырабатываемой на ВЭС, может составить от 9 до 12 % мировой ее выработки всеми типами

электростанций вследствие существенных технологических инноваций преимущественно на оффшорных установках.

Таблица 2.1 – Динамика изменения использования энергии ветра в мире по годам

Наименование	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Выработка электрической энергии ВЭУ в мире, млн кВт·ч	1,07	4,12	6,77	15,65	9,88	9,63	7,46	7,74	5,235	5,94	8,63	11,89

Таблица 2.2 – Динамика использования энергии ветра в мире

Страна	Суммарная установленная мощность, МВт		
	2004 г.	2005 г.	2010 г.
1	2	3	4
США	389	6750	18850
Канада	123	444	2344
Америка в целом	516	7391	22641
Германия	2037	16629	26199
Испания	2064	8263	17463
Дания	7	3083	3833
Италия	357	1261	3211
Нидерланды	199	1081	1951
Великобритания	253	889	6389
Австрия	192	607	1557
Греция	61	587	1437
Португалия	274	585	3085
Швеция	50	478	1183
Франция	138	386	2548
Ирландия	148	339	1189
Норвегия	57	158	1468
Бельгия	28	106	521
Финляндия	30	83	533

Окончание табл. 2.2

1	2	3	4
Польша	0	55	550
Турция	0	20	620
Швейцария	4	8	178
Другие европейские страны	22	87	687
Европа в целом	5921	34705	74800
Индия	875	3000	8300
Япония	230	991	2641
Китай	198	769	3119
Другие азиатские страны	51	85	855
Азия в целом	1354	4845	14915
Австралия и Новая Зеландия	294	588	2075
Северная Африка	23	234	960
Средний Восток	29	101	351
Другие страны	346	952	1080
Всего в мире	8137	47893	116236

Доля вырабатываемой в мире энергии, приходящейся на Европу, составляет порядка 72 %. Она остается бесспорным лидером в использовании энергии ветра (рис. 2.1).

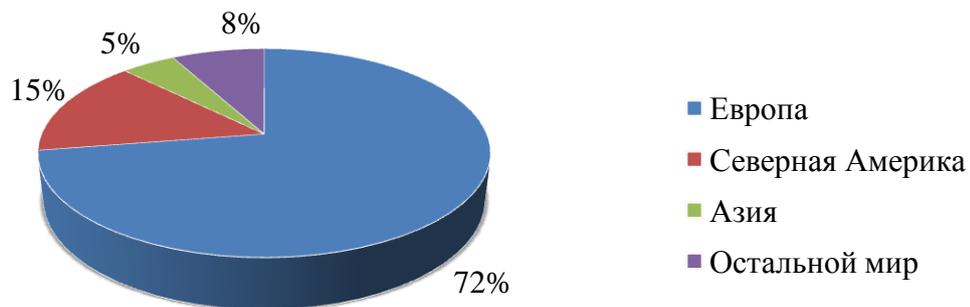


Рисунок 2.1 – Современное состояние использования энергии ветра в мире по континентам

На Американском континенте установленная мощность ВЭУ на 2010 г. достигла 22,6 ГВт. В Азии установленная мощность ВЭУ увеличилась с 1354 МВт в 2004 г. до 14915 МВт в 2010 г., что составляет приблизительно 90 %.

Установленная мощность ВЭУ для остальных стран увеличилась с 346 МВт в 2004 г. до 1080 МВт в 2010 г. [5, 37], что составляет приблизительно 68 %.

Бесспорным лидером на европейском рынке использования энергии ветра являются Германия и Дания (табл. 2.2, рис. 2.2). Из общей суммы установленных мощностей Европы – 74800 МВт в 2010 г., 30032 МВт приходилось на эти две страны (рис. 2.3). Наибольшие приросты мощности с 2004 до 2010 г. были отмечены в Италии (с 357 до 3211 МВт) и в Португалии (с 274 до 3085 МВт), также высокие приросты мощности были достигнуты Ирландией, Великобританией, Норвегией и Францией. В других европейских странах прирост установленной мощности ВЭУ на 2010 г. оказался небольшим, как, например, в Бельгии (493 МВт) и Австрии (1365 МВт). Опираясь на приведенные данные (табл. 2.2), можно сделать вывод, что Европа останется континентом с самыми высокими показателями развития ветроэнергетики в следующие пять лет. Кроме оптимистического прогноза для Германии – в среднем 1,910 ГВт в год, ожидаются благоприятные условия развития и для Испании – 17,463 ГВт, согласно которым ежегодный прирост по мощности ВЭУ должен составлять 1,840 ГВт в течение следующих пяти лет.

Прогресс в развитии технологий ВЭС приводит к удвоению их мощности в течение 5 лет, однако в ближайшем будущем эта тенденция может измениться из-за проблем с транспортировкой и установкой крупногабаритного оборудования.

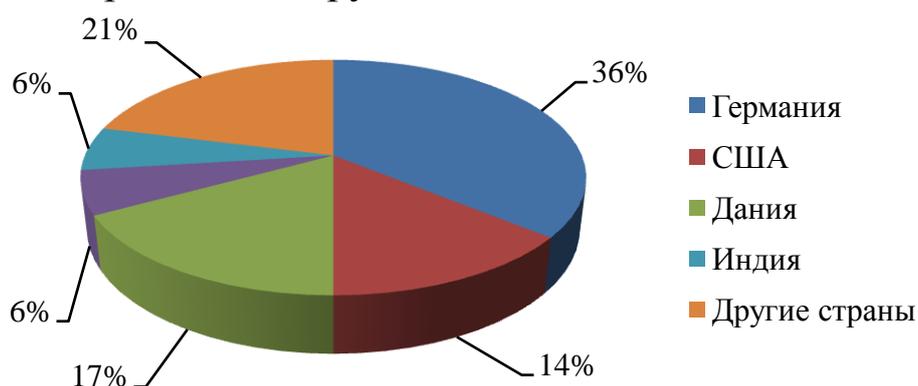


Рисунок 2.2 – Современное состояние использования энергии ветра в мире по странам

К неевропейским странам-лидерам по использованию энергии ветра относятся Соединенные Штаты Америки – 18,9 ГВт в 2010 г. и Индия – 8,3 ГВт. На Американском континенте использование энер-

гии ветра, как ожидается, увеличится в Канаде и в некоторых странах Юга и Центра Америки. Особенно благоприятное развитие ветроэнергетики ожидается в Бразилии при поддержке стимулирующей программы «PROINFA». По оценке экспертов, Азия имеет самый высокий потенциал развития ветроэнергетики в будущем. По сравнению с 2004 г., на 2010 г. прирост по установленной мощности в Индии составил – 90 %, в Китае – 94 %, в Японии – 91 %.

В Австралии и Новой Зеландии, с ежегодным приростом 300 МВт, установленная мощность ВЭС в 2010 г. составила 2,075 ГВт. Северные африканские страны впрочем, как и азиатские, имеют высокий потенциал развития ветроэнергетики в будущем. Установленная мощность ВЭУ для стран Северной Африки составила 960 МВт в 2010 г. Из-за интернационализации ветроэнергетической промышленности становится все труднее определить, какая страна экспортирует ветроэнергетическое оборудование.

Несмотря на это, рынок производителей ветроэнергетического оборудования представлен следующими странами и фирмами.

На конец 2010 г. фирма «GE Energy» (США) не изменила долю продаж ВЭУ, которая составляет 10,8 %, хотя и потеряла свои позиции на мировом рынке, вытесненная на четвертое место испанским изготовителем «Gamesa» – 17,3 %. Датский производитель ВЭУ «Vestas» является лидером на мировом рынке, его доля составляет 32,7 % (включая «NEG Micon»). Немецкий рыночный лидер «Enercon» находится на третьем месте с долей 15,1 %. Также на рынке производителей ВЭУ появились две новые фирмы из Индии («Suzlon» с долей 3,8 %) и Испании («Ecotecnia» с долей 2,5 %). В целом мировой рынок производимых ВЭУ на 38 % принадлежит Дании (рис. 2.3) [37].

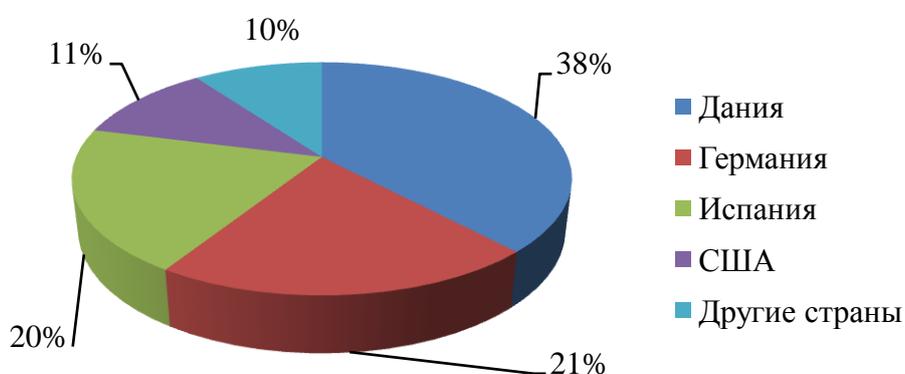


Рисунок 2.3 – Лидеры-производители ВЭУ в мире на начало 2005 г.

Обобщая вышесказанное, необходимо отметить основные моменты развития ветроэнергетики в мире. Динамика использования энергии ветра имеет восходящую тенденцию, которая, однако, имеет место прежде всего в Европе, где развитие ветроэнергетики стимулируется озабоченностью правительств охраной окружающей среды. В то же время развивающиеся страны с их высокими потребностями в энергии не могут использовать ВЭУ в полной мере без посторонней помощи. На рисунке 2.2 было показано, что 87 % ВЭУ были установлены в индустриально развитых странах, в то время как всего 13 % ВЭУ были установлены в развивающихся странах с дефицитом энергии.

Тенденции изменения габаритных параметров ВЭУ в течение последних 18 лет представлены в [38, 39], где показано, что на начало 2010 г. ВЭУ в 95 % устанавливались с диаметром ветроколеса от 60 до 90 м.

По мере увеличения диаметра ветроколеса и, следовательно, единичной мощности ВЭУ, появляются новые конструктивные особенности производимых ВЭУ, в том числе изменяется количество лопастей, совершенствуется система регулирования ВЭУ и т.д.

Самое распространенное количество лопастей ВК при диаметрах более 25 м стало равно трем. Обычно ВЭУ оборудуются редукторами при диаметрах ВК более 64 м и менее 45 м. При диаметрах ВК 45 м подавляющее число ВЭУ имеет регулируемые лопасти ВК [39]. В то же время при значениях ВК более 80 м подавляющее число ВЭУ (63 %) имеют так называемое «pitch» – регулирование лопастью (дополнительное регулирование частью лопасти ВК), остальные ВЭУ (37 %) регулируются всей лопастью ВК.

С увеличением размера ВК наблюдается тенденция в использовании систем управления ВЭУ с переменной частотой вращения ВК. Данные ВЭУ наиболее эффективно работают в составе больших ветроэнергетических парков, связанных с энергосистемой.

Еще в 2003 г. компания «Vestas» разработала ВЭУ V90 мощностью 3 МВт с массой гондолы и ВК 104 т. Компания «NEG Micon» в декабре 2003 г. была приобретена датской «Vestas Wind Systems». Теперь доля последней на рынке составляет 33 %. В настоящее время «Vestas Wind Systems» выпускает ВЭУ мощностью от 600 кВт до 4,2 МВт.

Всего через год после приобретения в 2002 г. компанией «GE Energy» компании «EnronWind», компания с пятой позиции в мировом рейтинге переместилась на четвертое. С 1996 г. фирмой

«GE Energy» введено 2300 ВЭУ единичной мощностью 1,5 МВт. В мае 2004 г. в Нидерландах, в районе сильных ветров, введен прототип ВЭУ мощностью 2,5 МВт с диаметром ВК 88 м. В последующие годы осуществлялся ввод версий мощностью 2,3 МВт с диаметром ВК 94 м для районов с низкими и средними скоростями ветра и 2,7 МВт с диаметром ВК 84 м для районов с высокими скоростями ветра.

Японская «Mitsubishi» с 2006 г. выпускает ВЭУ MWT 92 мощностью по 2,4 МВт с диаметром ВК 92 м. Испанская фирма «Gamesa» выпускает ВЭУ серии G мощностью 2 МВт с диаметрами ВК 80 и 83 м.

Компания «EnronWind» в мае 2002 г. ввела в Испании прототип ВЭУ мощностью 3,6 МВт с диаметром ВК 104 м. Осенью 2003 г. в Ирландском море были введены семь ВЭУ «GE Energy» мощностью по 3,6 МВт. Компания «Enercon» в августе 2002 г. ввела в Магдебурге (Германия) ВЭУ E-112 мощностью 4,5 МВт, а в июне 2004 г. еще одну в Аурихе (Германия). Позже, в том же году, намечалось ввести еще две такие ВЭУ, а в 2005 г. – десять. В 2007 г. в 15 км от г. Боркен в Северном море началось строительство ветроэлектростанции с 40-46 ВЭУ E-112.

Датская «NEG Micon» ввела в эксплуатацию ВЭУ NM 110/4200 мощностью 4,2 МВт. Вес ее гондолы с ВК составляет 214 т. В июле-августе 2004 г. в Германии введены в эксплуатацию ВЭУ мощностью по 5 МВт фирмы «Repower» в Брунсбюттене и фирмы «Multibr-id» в Бремерхафене. Финская «Win Wind» осенью 2004 г. ввела в Финляндии в строй ВЭУ мощностью 3 МВт с диаметром ВК 90 м. В октябре 2004 г. на опытном полигоне в Северной Ютландии (Дания) был установлен новый прототип ВЭУ типа AN «BONUS» 3,6 MW/107-VS мощностью 3,6 МВт. ВЭУ с переменным числом оборотов ротора и «pitch»-регулированием имеют стальную башню (100 м), на которой установлена гондола с ротором и тремя лопастями «Bonus Intergal Blade» длиной 52 м. Башня ВЭУ покрыта высокоэффективным лаком, гондола имеет облегченный вес и снабжена пожаро- и молнезащитой. После проведения специальных испытаний данная ВЭУ принята компанией в серийное производство начиная с 2005 г. [38, 39].

Та или иная конструкция ВЭУ, кроме экономических аспектов, связана с материально-экономическим потенциалом производителя,

особенностью соединения ВЭУ с энергосистемой, требованиями качества и надежности энергоснабжения потребителей.

Капиталовложения в ВЭС колеблются от 1224 до 1707 долл. США/кВт.

В 70-х г. прошлого столетия надежность ВЭС была крайне низкой. Однако благодаря технологическим инновациям и применению новых материалов надежность и готовность ВЭС к несению нагрузки резко повышена и достигает в настоящее время 99 %.

На данный момент в России большое развитие получила автономная ветроэнергетика, которая базируется преимущественно на применении ВЭУ мощностью до 100 кВт. В то же время ВЭУ с единичной мощностью более 250 кВт (системная ветроэнергетика) в России не получили ощутимого распространения [20].

Ветроэнергетика России на 2010 г. была представлена тринадцатью ВЭС общей мощностью около 12,1 МВт (30-е место в мире), которые работают преимущественно на локальные электроэнергетические системы (табл. 2.3). Тем самым, сегодня в России используется весьма незначительная доля богатых ветроэнергетических ресурсов страны. В отличие от производства крупных ВЭУ, в России имеется довольно развитая производственная база по выпуску автономных ветроустановок малой мощности: от 0,04 до 30 кВт, в том числе ветродизельных комплексов. Около 10 изготовителей готовы выпускать такие ВЭУ, а некоторые из них поставляли свои изделия за границу [20].

Таблица 2.3 – Современное состояние ветроэнергетики России

ВЭС России	$N_{вэс}^{уст}$, кВт	$Z_{a,ед}$	$N_{agr}^{уст}$, кВт	Год нач. эксп.	Тип ВЭУ	Произво- дитель ВЭУ	Ис- поль- зуется
1	2	3	4	5	6	7	8
Заполярная ВЭС	2500,0	10	250	1994	АВЭ-250-С	Украина	ЛЭС
ВЭУ в Ар- хангельской области	3030	3	10	1997	BWC Excel	США	Авт.п отре- бит.
ВЭУ в Московской области	10,0	1	10	1997	BWC Excel	США	ЛЭС

Окончание табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8
ВЭУ на Чукотке	53,5	4+9	53,5	1997	BWC Excel	США	-
ВЭУ в Московской области	80,0	8	10	1997	BWC Excel	США	-
Челябинская область	10,0	1	10	1997	BWC Excel	США	ЛЭС
г. Барнаул	10,0	1	10	1997	BWC Excel	США	ЛЭС
ВЭУ на Камчатке	500,0	2	250	1996	-	Дания	ЛЭС
ВЭУ в Ростовской области	300,0	10	30	1997	-	Германия	ЭЭС
Калмыцкая ВЭС	1000	1	1000	1994	Радуга-1000	Россия	ЭЭС
Калининградская область	5100	20+ 1	5100	2002	Vestas+ Wind	Дания	ЭЭС
Вологодская область	0,3	2	0,15	-	-	-	ЛЭС
Анадырская	2500	10	250	2002	АВЭ-250	Украина	ЛЭС
Всего	12094						

В России потенциальный рынок для таких установок достаточно велик, однако расширение выпуска не происходит из-за малого платежеспособного спроса. Все ветроэнергетическое оборудование, производимое в России, выпускается мелкосерийно или под заказ. Поэтому ценовые характеристики оборудования не являются устойчивыми, установки одной мощности (или при одинаковом диаметре ветроколеса) могут иметь разные ценовые показатели; не всегда четко прослеживается тенденция снижения удельной цены при увеличении их мощности, как для зарубежных установок.

Применение ветроустановок направлено прежде всего на сокращение расхода жидкого топлива и повышение экономичности энергоснабжения в первую очередь относительно небольших и рассредоточенных объектов, расположенных в районах с малой плотностью нагрузки, удаленных от энергосистем и электрических сетей, нефте- и газопроводов. Сельскохозяйственное производство и объекты специального назначения являются областями преимущественного использования автономной ветроэнергетики [11].

В России имеется опыт использования ВЭУ для отопления зданий. На Кольском полуострове, на побережье Баренцева моря с помощью электроэнергии, полученной от двух ВЭУ суммарной мощностью 8 кВт, в простейших электродных котлах нагревали воду в системе отопления.

На сегодняшний день в России в серийном производстве находятся ВЭУ малой мощности. Производством типовых ВЭУ занимаются компании НПО «Электросфера», «Сапсан-Энергия» и другие.

2.3 Анализ ветрогенераторов современных производителей

2.3.1 Производители ВЭУ большой и средней мощности

ВЭУ мощностью от нескольких киловатт до мегаватт производятся в Европе, Северной Америке и в других частях мира. При этом производители ВЭУ большой и средней мощности поставляют программное обеспечение, рассчитанное на работу с программным обеспечением ведущих производителей ДЭС. Программное обеспечение АСУ ТП позволяет оптимизировать режимы работы ВЭУ и ДЭС в процессе параллельной работы и привести к минимизации затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии.



Рисунок 2.4 – Внешний вид ВЭУ «Vestas»

Компания «Vestas Wind Systems A/S» (Дания, <http://vestas.com>) является лидером в сфере ветроэнергетики, но из-за очень быстрого роста конкуренции ее рыночная доля сократилась с 28 % в 2007 г. до 12,5 % в 2010 г. Заводы компании расположены в Дании, Германии, Индии, Италии, Румынии, Великобритании, Испании, Швеции, Норвегии, Австралии, Китае и США. По данным за 2011 г., ветровые турбины Vestas генерировали электроэнергию, достаточной для удовлетворения потребно-

стей 21 млн человек. Одни из самых последних моделей ветровых турбин производства Vestas представлены в таблице 2.7. Диаметр ротора (в метрах) после буквы V: V47-660; V52-850; V60-850 (Китай); V66-1,75; V80-1,8; V80-2,0; V82-1,65; V90-1,8; V90-2,0; V90-3,0; V100-1,8; V112-3,0; V164-7,0.

Таблица 2.4 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Vestas»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_n , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , В	Срок службы, лет	Стоимость, млн руб.	Удельная стоимость, руб/ кВт
V47-660	45	660	4	16	20	690	25	48,4	73 334
V52-850	49	850	4	16	25	690	25	54,1	63 647
V66-1,75	68-78	1750	4	16	25	690	25	91,7	61 130

Ветрогенераторы «Vestas» – это «классическая» технология ветроэлектрических машин (см. рис. 2.4). Ветровое колесо состоит из трех лопастей. Лопасти прикреплены к оси через механизм поворота лопастей («pitch-систему» или «pitch-system»). Энергия вращения от ветроколеса к генератору передается через мультипликатор или коробку передач (в зависимости от модели). В ветрогенераторах «Vestas», в зависимости от модели, могут использоваться 1 или 2 электрогенератора. Между ветроколесом и электрогенератором имеется геометрическое замыкание при передаче усилия между ротором и генератором, т.е. скорость вращения генератора напрямую зависит от скорости вращения ветроколеса. Для поддержания стабильной частоты на выводах генератора используются асинхронные электрогенераторы с регуляторами частоты, воздействующими на возбуждение. Применяются электрогенераторы, по своей конструкции имеющие сходство с асинхронными генераторами с фазным ротором, но имеющие некоторые конструктивные особенности, продиктованные условиями эксплуатации ветроколеса.

Регулирование мощности ветроколеса при сильном ветре осуществляется за счет поворота лопастей. Уменьшение угла атаки по отношению к направлению ветра позволяет уменьшать мощность ветроколеса. Подстройка по направлению осуществляется по сигналам флюгера, расположенного на вершине башни.



Рисунок 2.5 – Внешний вид ВЭУ «Siemens»

«Siemens AG» (www.wind-energie.de) – германский транснациональный концерн предлагает полный спектр услуг в области производства и строительства ВЭС. На сегодня база установленных мощностей по всему миру составляет более 9600 МВт – это 8000 ветротурбин, произведенных на предприятиях «Siemens».

Все ветротурбины «Siemens» имеют изменяемую частоту вращения ротора ветроколеса, оснащенного тремя лопастями с консольным креплением (рис. 2.5). Мощность турбины регулируется путем изменения наклона (угла атаки) лопастей по отношению к ветру. Лопасти установлены на направляющих (регулируемых) подшипниках, что позволяет изменять их наклон с углом до 80° с целью остановки турбины. Каждая лопасть имеет собственный механизм регулирования наклона, обеспечивающий максимальный захват ветра при различных условиях.

В морском секторе ветропарков «Siemens» является мировым лидером по поставке ветровых турбин. При ее участии также построен крупнейший в Европе парк установленных на суше ветроустановок в Вайтли (Шотландия). Самая большая модель турбины в «портфеле» продуктов по ветроэнергетике имеет мощность 3,6 МВт и диаметр ротора 107 м. В будущем планируется производить лопасти длиной 60 м, которые будут способны вращать еще более мощные турбины – свыше 6 МВт. Компания «Siemens» в ветроэнергетических установках собственного производства использует асинхронные генераторы. Конструкция ротора генератора и обмотка статора были специально разработаны для эффективной эксплуатации при частичных нагрузках. Генератор оснащен отдельной системой вентиляции с

термостатом, которая поддерживает требуемый температурный режим. В результате обеспечивается продолжительный срок службы оборудования.

Ветрогенераторы монтируются на стальной конической башне. Внутри башни расположена винтовая лестница, что обеспечивает прямой доступ в гондолу, где расположены все основные системы и блоки установки. Установки оснащены системой дистанционного контроля и управления WebWPS SCADA, которая позволяет контролировать работу турбины с большого расстояния, а также получать все необходимые отчеты на пульт оператора в режиме on_line. Система NetConverter® обеспечивает соблюдение практически любых требований сетевых операторов.

Инновацией ветровой турбины SWT-3.0-101 является абсолютно новый тихоходный синхронный генератор с постоянным магнитным возбуждением, позволяющий напрямую соединить ось ветроколеса с ротором электрогенератора без использования редуктора или коробки передач. Поддержание рабочей частоты сети на выводах генератора осуществляется за счет преобразователя частоты (контроллера), который, представляет из себя выпрямитель и трехфазный инвертор с регулятором частоты.



Рисунок 2.6 – Внешний вид ВЭУ «Vergnet GEV MP R 200»

Компания «Vergnet Eolien» (<http://vergnet.ru>) – единственная французская компания-производитель ВЭУ. Компания ориентирована на производство ВЭУ средней и большой мощности для электроснабжения потребителей, удаленных от центральных сетей. На сегодняшний день по всему миру функционируют более 700 ветровых турбин «Vergnet». На рисунке 2.6. показан внешний вид ВЭУ «Vergnet» установленной мощностью 200 кВт.

В ВЭУ «Vergnet» применено «классическое» решение использования асинхронного генератора с двух- и трехступенчатой коробкой

передач. Регулирование мощности при высоких скоростях ветра осуществляется за счет поворотных лопастей (pitch-систем). Ветроколеса выполнены с двумя лопастями, что существенно упрощает монтаж в труднодоступных районах. В таблице 2.5 представлены технические характеристики ВЭУ «Vergnet».

Таблица 2.5 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Vergnet»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_H , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_H , В	Срок службы, лет	Стоимость, млн руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
GEV MPC	60	275	4	13	25	400	20	24,75	90000
GEV HP	70	1000	3	15	25	690	20	80,00	80000

ВЭУ «Vergnet» поддерживают возможность бескранового монтажа. ВЭУ работают в автоматическом режиме. Однако для проведения планово-предупредительных и аварийных ремонтов требуется квалифицированный персонал. Для проведения планово-предупредительных и аварийных ремонтов ВЭУ мощностью 275 кВт не требуется специальная крановая техника. ВЭУ опускается с помощью встроенного механизма. Для проведения ремонтов GEV HP мощностью 1 МВт требуется крановое оборудование.



Рисунок 2.7 – Внешний вид ВЭУ Nordwind NW 20-150

Компанией «Nordwind Energieanlagen GmbH» (www.nordwind-energieanlagen.de) на сегодняшний день разработано 116 моделей ВЭУ мощностью от 30 до 1200 кВт (рис. 2.7). Наиболее широкое распространение получили следующие модели ВЭУ: NW 20-150 HY-D мощностью 150 кВт; NW 23-200 HY-D мощностью 200 кВт; NW 44-500 HY-D мощностью 500 кВт и NW 52-900 HY-D мощностью 900 кВт.

Среди ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения в этих ВЭУ применена инновационная технология, конструктивно существенно отличающаяся от аналогов. Использование гидравлического преобразователя вместо редукторов и коробок передач позволяет удерживать постоянное число оборотов ротора генератора независимо от скорости ветра. Такое техническое решение позволяет перейти к использованию более производительных синхронных генераторов. По данным завода-изготовителя, КПД синхронного генератора «Nordwind Energieanlagen GmbH» составляет около 90-95 % в номинальном режиме. Эти данные подтверждаются опытом эксплуатации ВЭУ на территории Северной Германии, Альпийских гор и других стран. В таблице 2.6 представлены технические характеристики наиболее перспективных ВЭУ «Nordwind Energieanlagen GmbH».

Таблица 2.6 – технические характеристики перспективных ВЭУ «Nordwind Energieanlagen GmbH»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_n , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , кВ	Срок службы, лет	Стоимость, млн руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
NW 24-120	32,0	120	3	10,6	25	0,4	25	18,5	154 166
NW 20-150	31,0	150	3	13	35	0,4	25	16,0	107 667
NW 24-180	32,0	180	3	12	35	0,4	25	20,0	111 111
NW 23-200	32,0	200	3	13	35	0,4	25	20,0	100 000
NW 44-500	44,6	500	3	13	35	0,4	25	30,0	60 000
NW 52-900	52,0	900	3	13	35	0,4	25	32,0	35 556



Рисунок 2.8 – Внешний вид ВЭУ «Suzlon Energy»

Компания «Suzlon Energy Ltd» (Индия, www.suzlon.com) – один из крупнейших в мире производителей ветрогенераторов и крупнейший производитель ветрогенераторов в Азии (рис. 2.8). «Suzlon Energy» занимает пятое место в мире среди производителей ветрогенераторов. «Suzlon Energy» в 2008 г. обеспечила 10,5 % мирового рынка ветрогенераторов. К концу 2008 г. компания произвела ветрогенераторов суммарной мощностью более 8000 МВт, в 2010 г. вышла на шестое место в мире по суммарной мощности произведенного за год оборудования для ветроэнергетики –

2736 МВт. Цены, приведенные в таблице 2.7, являются ориентировочными и зависят от курса валют.

Таблица 2.7 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Suzlon Energy»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_n , МВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , кВ	Срок службы, лет	Стоимость, млн руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
S52-600 kW	72	0,60	4	13	25	0,69	25	61,0	101 667
S64-1,25 MW	72	1,25	4	12	20	0,69	25	88,5	75 440
S82-1,5 MW	72	1,50	4	12	20	0,69	25	108,0	72 000

Ветрогенераторы компании «Suzlon Energy» – это еще один представитель «классической» технологии ветроэлектрических ма-

шин. Ветровое колесо состоит из трех лопастей. Лопасты прикреплены к оси через механизм поворота лопастей («pitch-система»). Энергия вращения от ветроколеса к генератору передается через мультипликатор. Во всех моделях ВЭУ «Suzlon Energy» используются асинхронные электрогенераторы. Между ветроколесом и электрогенератором имеется геометрическое замыкание при передаче усилия между ротором и генератором, т.е. скорость вращения генератора напрямую зависит от скорости вращения ветроколеса. Для поддержания стабильной частоты на выходах генератора используются асинхронные электрогенераторы с регуляторами частоты на возбуждении.

2.3.2 Производители ВЭУ малой мощности



Рисунок 2.9 – Внешний вид ВЭУ-3 (6)

Компания «ГРЦ-Вертикаль» (Россия, www.grc-vertical.com) ориентирована на производство ВЭУ с вертикальной осью вращения. Компания имеет несколько собственных разработок, что подтверждено патентами, представленными на сайте компании (рис. 2.9).

Основные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы направлены на совершенствование конструкции ротора «Н-Дарье». Разработано два типа генераторов (тихоходный с плоским зазором, с комбинированным возбуждением и стабилизацией выходного напряжения). Спроектированы оригинальные аэродинамические тормоза для стабилизации скорости вращения ветроустановки. Разработан специальный

опорный подшипник, позволивший увеличить срок службы ветроустановок минимум до 20 лет. Предложен новый блок электронной регулировки тока и напряжения на выходе установки.

Конструкторами разработаны соответствующие инверторы, бензиновые и дизельные генераторы, регуляторы, контроллеры и другие устройства питания и сопряжения для выпускаемых ветроэнергетиче-

ских установок (ветрогенераторов). Освоено производство ветроустановок мощностью 1; 1,5; 3; 30 кВт (табл. 2.8). В стадии разработки находится ВЭУ-55 (55 кВт).

Ведется разработка и изготовление опытных образцов сопутствующего оборудования – водоочистных систем, ветро-водородных модулей для производства водорода, микроГЭС (гидроэлектростанций), различного электрооборудования и многого другого.

Таблица 2.8 – Технические характеристики перспективных ВЭУ НПО «ГРЦ-Вертикаль»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_n , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , В	Срок службы, лет	Стоимость, тыс. руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
ВЭУ-3 (6)	8-20	3	4	10,4	20	48	20	427	142 333
ВЭУ-30	8-20	30	4	10,4	20	48	20	4 000	133 333



Рисунок 2.10 - ВЭУ «Hummer»

Компания «Hummer Dynamo Co. Ltd» (Китай, www.veter24.ru) выпускает продукцию, ориентированную на рынок малой ветроэнергетики (рис. 2.10) и реализует свою продукцию в 91 стране мира.

Ветрогенераторы «Hummer Dynamo» имеют безредукторный прямой привод и начинают работать при малых скоростях ветра. Запатентованный генератор, расположенный в носовом обтекателе, выделяет минимум тепла и работает бесшумно. ВЭУ «Hummer» оснащены кольцевым токосъемником

и не требуют раскручивания силового кабеля. Блок управления имеет жидкокристаллический дисплей для отображения необходимой информации и автоматическую защиту от перезаряда и разряда батарей, короткого замыкания и перегрева.

Автономные системы «Hummer» включают в себя гибридный ветро-солнечный контроллер заряда, инвертор и систему сброса излишков энергии. Снабжаются автоматикой пуска/останова дизель-генератора в случае долгого отсутствия ветра для заряда аккумуляторной батареи.

В таблице 2.9 представлены технические характеристики ветрогенераторов «Hummer Динамо» по информации завода-изготовителя.

Таблица 2.9 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Hummer Динамо»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_H , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_H , В	Срок службы, лет	Стоимость, тыс руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
НЗ.1-1000W	8	1	3	9	-	48	15	139,5	139500
НЗ.8-2000W	9	2	3	9	-	120	15	184,5	92250
Н4.6-3000W	10	3	3	10	-	180	15	200,0	66667
Н6.4-5000W	11	5	3	10	-	240	15	435,0	87000
Н8.0-10000W	12	10	3	10	-	240	15	804,0	80400
Н12-50000W	20	50	3	12	25	0,4	20	5161,5	103230

Благодаря программам развития использования ВИЭ в зарубежных странах, мировой рынок ветроэнергетики развивается ударными темпами. На сегодняшний день существует множество производителей ветроэнергетических установок на территории России и в зарубежных странах. Каждая компания предлагает свою уникальную технологию. Технологии имеют свои качественные отличия. К этим качественным отличиям относятся: климатическое исполнение, удобство эксплуатации, надежность узлов, качество выдаваемой электроэнергии, возможность организации производства ВЭУ или их отдельных элементов на территории России и др.



Рисунок 2.11– ВЭУ
Endurance S-343

«Endurance wind power» (www.endurancwindpower.com) – британский производитель ВЭУ, использующий в основе своей разработки технологии датской компании «Norwin A/S». «Endurance wind power» ориентирована на производство ВЭУ малой мощности до 50 кВт, адаптированных к условиям северного климата (рис. 2.11). Продукцию данной компании активно продвигает ассоциация «Ветровая индустрия Аляски» («Alaskan Wind Industries» – «AKWI»). «AKWI» имеет опыт эксплуатации ВЭУ «Endurance» в климатических условиях Аляски, схожих по климату с климатическими условиями Красноярского края.

На сегодняшний день к технологиям компании «Endurance wind power» большой интерес проявила Канада, где планируется строительство завода по производству ВЭУ «Endurance». Наибольшее распространение получили два типа ВЭУ: «S-серия мощностью» 5 кВт и «E-серия» мощностью 50 кВт (табл. 2.10).

Таблица 2.10 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Endurance wind power»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_n , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , В	Срок службы, лет	Стоимость, млн руб.	Удельная стоимость, тыс. руб/кВт
S-343	27,5	5	4,1	11	25	120/ 240	20	1,2	240
E-3120	42	50	3,5	10	25	120/ 240	20	9,6	920

Рассмотрены две наиболее популярные модели. Другие модели ВЭУ компании являются производными от двух указанных моделей и имеют незначительные отличия.

Следует отметить, что ВЭУ «Endurance wind power» достаточно дорогие. Дороговизна ВЭУ обусловлена достаточно сложным механизмом – наличием коробки передач, позволяющей раскручивать ротор генератора до номинальной скорости вращения при низких скоростях ветра. В качестве генераторов используются индукционные машины, вырабатывающие переменное напряжение. ВЭУ «Endurance wind power» имеют достаточно низкую номинальную скорость вращения, что говорит об их высокой производительности. С другой стороны, цена в разы превосходит отечественные аналоги и потому срок окупаемости у ВЭУ «Endurance wind power» будет существенно выше, чем у более дешевых ВЭУ. Компания «Endurance wind power» не имеет представителей на территории России.



Рисунок 2.12 – Внешний вид ВЭУ USW 56-100

Украинская компания «ЭСТА» (www.esta-ltd.com.ua) с 1994 г. серийно производит изделия из стеклопластика. Предприятие «ЭСТА» серийно производит стеклопластиковые 8-метровые лопасти и гондолы для промышленной ветротурбины USW 56-100 номинальной мощностью 107,5 кВт, выпускаемой в Украине с 1995 г. по лицензии американской фирмы «KENETECH Windpower, Inc» (рис. 2.12). На производстве USW 56-100 задействовано 30 предприятий.

Сборка ВЭУ осуществляется на ГП «ПО Южный машиностроительный завод им. А.М. Макарова» (г. Днепропетровск). На сегодняшний день произведено около 1000 лопастей и более 700 гондол.

Технология компании «ЭСТА» представляет собой «классическую» технологию ВЭУ с мультипликатором и асинхронным двигателем с одним небольшим отличием – отсутствием какой-либо системы регулирования скорости вращения лопастей. Лопасти жестко фиксируются к оси ветроколеса. Преимущество такой системы заключается в невысокой цене ветроагрегата. Недостаток – максимальная рабочая скорость ветра составляет всего 14 м/с. Также возникает ряд вопросов по адаптации ВЭУ «ЭСТА» к климатическим условиям Красноярского края. С другой стороны, по запросу и тех-

ническому заданию заказчика может быть изготовлена оснастка и осуществлено серийное производство лопастей любой мощности для ветрогенераторов.

В рамках выполненного исследования делался акцент только на серийный вариант ВЭУ USW 56-100 (табл. 2.11). Данная модель также была выбрана как единственный альтернативный вариант в секторе средней ветроэнергетики.

Таблица 2.11 – Технические характеристики перспективных ВЭУ USW 56-100

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_n , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , кВ	Срок службы, лет	Стоимость, млн руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
USW 56-100	18	107,5	5	12	14	0,4	20	2,5.	23226

К низкой цене необходимо добавить следующие негативные моменты данной технологии:

- отсутствие климатического исполнения, адаптирующего ВЭУ к климатическим условиям Красноярского края;
- малый рабочий диапазон скоростей, а как следствие и небольшая производительность;
- отсутствие современной системы управления ВЭУ.

ВЭУ компании «ЭСТА» могут представлять интерес для ветроэнергетики Красноярского края в весьма ограниченной области применения, в основном на территории южных районов края. Эти ВЭУ рекомендуется устанавливать в местах, где можно производить ремонтные работы в течение круглого года.

ООО «Ветровые турбины» (<http://windturbines.ru>) является официальным представителем «Тюльганского электромеханического завода» в области производства ветроэнергетических установок. Компания занимается поставкой, установкой и обслуживанием ветряных электростанций для предприятий. Компания поставляет как новые ВЭУ, производства ООО «Тюльганский электромеханический завод» (табл. 2.12), так и ВЭУ, прошедшие капитальный ремонт в заводских условиях (реновированные ВЭУ). ООО «Тюльганский электромеханический завод» освоил технологию капитального ремонта

бывших в употреблении ветряных электростанций европейского производства. Данное оборудование адаптируется к российским условиям, на него устанавливается новая система управления на базе современных промышленных ЭВМ.

В 2011 г. компанией ООО «Ветровые турбины» в Оренбургской области успешно введены в эксплуатацию ветрогенераторы суммарной мощностью около 1 МВт.

Таблица 2.12 – Технические характеристики перспективных ВЭУ ТЭМЗ

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_n , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , кВ	Срок службы, лет	Стоимость, тыс. руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
ТЭМЗ	18/24	15	3	15	25	0,4	20	700	46 667

Тюльганский электромеханический завод производит только один тип ВЭУ мощностью 15 кВт. В данной технологии ВЭУ использован трехфазный асинхронный генератор с рабочим напряжением 400 В. Данный генератор может работать как параллельно с сетью, так и с автономными системами электроснабжения. Завод-изготовитель предоставляет два года гарантии на изделие и выражает готовность рассматривать вопросы сервисного обслуживания.

К преимуществам этой технологии следует отнести невысокую цену, безкрановый монтаж телескопической башни и возможность поддержать отечественного производителя. К недостаткам – модельный ряд, состоящий всего из одной ВЭУ, невысокую производительность асинхронных генераторов.

Вместе с собственной продукцией Тюльганский электромеханический завод осуществляет реновирование бывших в употреблении ВЭУ. Эти ВЭУ уже отслужили 10-15 лет и завод предлагает их модернизацию с последующим применением на территории России. Реновированные ВЭУ имеют ряд существенных недостатков по отношению к новым ВЭУ. Более подробно недостатки реновированных ВЭУ описаны в п. 2.4 «Реновированные ветрогенераторы».



Рисунок 2.13 – ВЭУ
Бриз-5000

НПО «Электросфера» (www.elektrosfera.ru) – успешная многопрофильная компания, работающая на российском энергетическом рынке и на рынке возобновляемых источников энергии с 1994 г. Основное направление деятельности предприятия – комплектация электротехническими материалами и оборудованием объектов промышленного и гражданского строительства, как в процессе их возведения, так и в процессе эксплуатации.

НПО «Электросфера» производит известную ветроэнергетическую установку «Бриз-5000» мощностью 5 кВт (рис. 2.13). На протяжении многих лет технология ВЭУ «Бриз» зарекомендовала себя как достаточно надежная и недорогая ВЭУ. Серийное производство ВЭУ «Бриз» позволяет держать одну из самых низких цен в своей ценовой категории. Стоимость одного ветрогенератора (без учета башни, фундамента, доставки и монтажа) менее 200000 руб. в ценах 2012 г.

На основании технологии «Бриз» компания НПО «Электросфера» разработала более мощные варианты ВЭУ «Муссон-30» номинальной мощностью 30 кВт с асинхронными генераторами. ВЭУ «Муссон» могут работать параллельно с сетью или другими источниками электроэнергии. Технические характеристики ВЭУ компании НПО «Электросфера» представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Технические характеристики перспективных ВЭУ НПО «Электросфера»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	$N_{ном}$, кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , В	Срок службы, лет	Стоимость, млн руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
Бриз-5000	14,5-27	5	3,5	12	40	220	20	0,20	40000
Муссон-30	18	30	4	12	40	380	20	2,25	75000

Технологии НПО «Электросфера» можно отнести к одним из наиболее перспективных технологий в области малой ветроэнергетики. Их применение вполне перспективно на территории Красноярского края.



Рисунок 2.14 – ВЭУ
«Сапсан-5000»

Компания «Сапсан-Энергия» (www.sev.ru) – отечественный производитель систем автономного электроснабжения малой мощности, работающих на энергии ветра, солнца и автономных генераторов. Компания реализует собственный бренд ветрогенераторов «Сапсан».

Компания «Сапсан-Энергия» производит ветрогенераторы двух типов: «Сапсан-1000» установленной мощностью 1 кВт, и «Сапсан-5000» установленной мощностью 5 кВт (рис. 2.14). ВЭУ выполнена на базе электрических генераторов постоянного тока с системой возбуждения на постоянных магнитах. Такая система лишена возможностей регулирования тока

возбуждения, однако, в маломощных системах это вполне приемлемый вариант. При сильных порывах ветра генератор способен выдавать мощность, превышающую номинальную, однако, следует понимать, что это не постоянный режим работы генератора. ВЭУ подстраивается под направление ветра за счет хвостового оперения. Технические характеристики ВЭУ «Сапсан» приведены в таблице 2.14.

Технология данного производителя представляет интерес в основном за счет имеющегося реализованного проекта на территории поселка Тура Эвенкийского муниципального района. Об этом проекте имеются положительные отзывы владельца ВЭС. Данный факт определяет перспективу использования технологий «Сапсан-Энергия» для электроснабжения небольших северных потребителей Красноярского края. В целом опыт эксплуатации показывает, что компания «Сапсан-Энергия» производит ВЭУ в пропорциональном соотношении цены и производительности.

Таблица 2.14 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Сапсан-Энергия»

Тип ВЭУ	$H_{ВЭУ}$, м	P_n , кВт	v_{min} , м/с	$v_{ном}$, м/с	v_{max} , м/с	U_n , кВ	Срок службы, лет	Стоимость, руб.	Удельная стоимость, руб/кВт
Сапсан-1000	12	1	3	8	45	48-56	15	149000	149000
Сапсан-5000	12	5	3	10	45	48-56	15	319000	63800

Днепропетровское исследовательское конструкторское бюро «ДИКБ» (<http://vetryak.com.ua>) является единственным в Украине и странах СНГ предприятием, специализирующимся на разработке, производстве, строительстве и эксплуатации вертикально-осевых ветроэлектрических установок различной мощности. В разработке и изготовлении отдельных узлов и систем ветроустановок принимают участие более 20 предприятий Украины, имеющих опыт создания оборонной, авиационной, судостроительной и космической техники.



Рисунок 2.15 – Внешний вид ВЭУ «ДИКБ»

Производитель поставляет оборудование ветроустановок, выполняет строительно-монтажные работы и сдает объект заказчику, обеспечивает эксплуатационной документацией и обучает технический персонал заказчика эксплуатации. Согласно данным, представленным на сайте «ДИКБ», производитель также обеспечивает гарантийное обслуживание ветроустановок в течение одного года и несет ответственность за ее работоспособность в течение всего срока эксплуатации.

Вертикально-осевые ветроэлектрические установки выполнены по схеме ротора Дарье с прямыми лопастями. Ротор Дарье работает по принципу преобразования силы ветра в тянущую (подъемную) силу вертикально расположенных лопастей аэродинамического профиля и реализует коэффициент использования энергии ветра в пределах 0,35-0,45 о.е. Мультипликатор и генератор расположе-

ны на фундаменте установки. Компания «ДИКБ», как и производители большинства ВЭУ, использует в конструкции своих ВЭУ асинхронные генераторы. На сегодняшний день она выпускает два вида ветроэнергетических установок: «ВЭУ-0020» мощностью 20 кВт и «ВЭУ-0500» мощностью 500 кВт (рис. 2.15).

Данные ВЭУ уже имели негативный опыт внедрения на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района. Подробнее опыт эксплуатации описан в пп. 2.5.2. Администрация Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района до сих пор приводит данный опыт как негативный пример внедрения ВЭУ и не выражает готовности содействовать новым попыткам строительства более современных ВЭС. Были тщательно проанализированы причины выхода из строя ВЭС. Они в основном сводятся к отсутствию адаптации технологии «ДИКБ» к северному климату.

В результате анализа наиболее известных отечественных и зарубежных производителей ВЭУ можно сделать следующие выводы (табл. 2.15):

1. Благодаря программе «20/20», принятой Евросоюзом, практически все производители ВЭУ большой и средней мощности переориентировались на производство ВЭУ большой мощности и мультимегаваттных турбин. Учитывая объемы вводимых мощностей ВЭУ на территории стран Евросоюза, большинство современных производителей ВЭУ имеют заказы на производство ВЭУ большой мощности на несколько лет вперед и не выражают готовность переориентироваться на производство ВЭУ средней мощности, перспективных для российского рынка ветроэнергетики.

2. В свою очередь в России наибольший спрос на ВЭУ приходится на сектор ВЭУ средней мощности. Как следует из главы 1, наибольшим ветроэнергетическим потенциалом обладают северные территории Красноярского края. В свою очередь это наиболее энергодефицитные районы с децентрализованным энергоснабжением, где основным источником электроэнергии является ДЭС.

3. Для качественной оценки различных производителей сформирована таблица сводных показателей для ВЭУ различных производителей (табл. 2.16).

Один из ключевых показателей для ВЭУ – это удельная стоимость 1 кВт установленной мощности ВЭУ. Данный показатель позволяет сравнить различных производителей ВЭУ в одном классе мощности. Многие производители выпускают ВЭУ в разных классах

мощности и для объективности сравнения в таблице 3.16 приведены минимальные и максимальные размеры удельных затрат на покупку 1 кВт установленной мощности ВЭУ.

Таблица 2.15 – Сводные показатели для ВЭУ различных производителей

Показатель	«Vestas Wind Systems A/S»	«Siemens»	«Vergnet Eolien»	«Nordwind Energieanlagen GmbH»	«Suzlon Energy Ltd»	Nothern power	«ГРЦ» «Вертикаль»	«Hummer »	«ЭСТА ЛТД»	«ТЭМЗ»	«Электросфера»	«Сапсан-Энергия»
Наличие представителей на территории России	-	х.	х.	х.	-	-	х.	х.	-	х.	х.	х.
Предложения по созданию производственных предприятий	-	х.	-	х.	-	-	-	-	-	-	-	-
Наличие инициативы по развитию ветроэнергетики на территории Красноярского края	-	-	-	х.	-	-	-	-	-	-	-	-
Зарубежный производитель (необходимость таможенных платежей)	х.	х.	х.	х.	х.	х.	-	х.	-	-	-	-
Высокая производительность	-	-	-	х.	-	-	-	х.	-	-	-	-
Возможность пуска и эксплуатации ВЭУ при температуре -20 °С	х.	-	х.	х.	-	х.	х.	х.	-	х.	х.	х.
Возможность пуска и эксплуатации ВЭУ при температуре -40 °С	-	-	-	х.	-	х.	-	-	-	-	-	х.
Возможность бескрайнего монтажа	-	-	х.	х.	-	-	х.	х.		х.	х.	х.
Наличие опыта эксплуатации на территории России	-	-	-	-	-	-	х.	х.		х.	х.	х.

Таблица 2.16 – Показатели удельной стоимости для ВЭУ различных производителей, руб/кВт

Производитель	Минимальное значение	Максимальное значение
«Vestas Wind Systems A/S»	61 130	73 334
«Vergnet Eolien»	80 000	90 000
«Norwin A/S»	70 933	93 200
«Norwind Energieanlagen GmbH»	35 556	154 166
«Suzlon Energy Ltd»	72 000	101 667
«Nothern power»	144 000	-
«Endurance wind power»	240 000	920 000
«ГРЦ-Вертикаль»	133 333	142 333
«Hummer Dynamo Co. Ltd»	66 667	139 500
«ЭСТА ЛТД»	23 226	-
«ТЭМЗ»	46 667	-
«Электросфера»	40 000	75 000
«Сапсан-Энергия»	63 800	149 000

4. Разработаны общие рекомендации по применению ВЭУ современных производителей. Для Таймырского, Эвенкийского и Туруханского муниципальных районов рекомендуется применение технологий следующих производителей ВЭУ: «Vergnet», «Nordwind», «Endurance», «ГРЦ-Вертикаль», «ТЭМЗ», «Сапсан-Энергия», «Nothern power», «Hummer Dynamo».

В центральных и южных муниципальных районах возможно применение технологи вышеперечисленных производителей, а также «Suzlon Energy Ltd», «ЭСТА ЛТД», «Электросфера».

2.4 Реновированные ветрогенераторы

Ветроэнергетический рынок в западных странах с каждым годом увеличивает обороты. Для увеличения производительности ВЭУ зарубежные компании активно заменяют построенные ВЭУ малой и средней мощности на современные мультимегаваттные установки. Имеющиеся ветрогенераторы обычно находятся в исправном состоянии, и их целесообразно реализовать как «ветрогенераторы с пробегом» или «ветрогенераторы, бывшие в употреблении». Большинство таких ветрогенераторов были спроектированы и изготовлены в 90-х

годах прошлого века и уже отслужили 10 - 15 лет. Это напоминает опыт эксплуатации бывших в употреблении иностранных автомобилей. Мировой рынок такого оборудования достаточно велик. Также велик и спрос на такое оборудование. Причина – большая загрузка компаний, производящих ветроэнергетическое оборудование. Как правило, лишь небольшая часть такого бывшего в употреблении оборудования уже демонтирована и находится на складе.

В основном же источник информации о наличии ветрогенераторов, бывших в употреблении – это планы компаний-владельцев (операторов) ветропарков по замене имеющегося оборудования. Однако же при поступлении предложения о приобретении их оборудования эти компании незамедлительно демонтируют и готовят к отправке свое ветроэнергетическое оборудование, предназначенное к замене.

Компании-владельцы предварительно оценивают такие ветрогенераторы и сообщают эту информацию специальным фондам или компаниям. После демонтажа ветрогенераторы проходят предпродажную подготовку по специальным регламентам работ и становятся реновированными. Обычно при реновировании проводят следующие работы: замена подшипников в редукторе независимо от их износа, дефектовка и ремонт шестерен редуктора, генератора, рамы, лопастей, покраска.

Реновированные ветрогенераторы существенно дешевле новых аналогов. Среди реновированных генераторов есть в наличии мировые бренды «Vestas», «Nordex», «Goldwind», «General electric», а также, уже не существующие «AN Bonus», «Micon», «Tacke» и др.

К преимуществам реновированных ВЭУ следует отнести низкую цену. Однако при определении целесообразности использования реновированных ВЭУ на территории Красноярского края остаются нерешенными ряд технических вопросов:

1. Реновированные ВЭУ изначально проектировались и изготавливались для стран Западной Европы и США. В этих странах мягкий климат, а следовательно, климатическое исполнение может не соответствовать умеренному и арктическому климату Красноярского края. Это может выражаться в следующих моментах:

– использование в трущихся элементах (в основном – подшипниках) металлов, теряющих упругость при низких температурах (например, высокоуглеродистые стали, некоторые сплавы латуни и т.д.). Такая проблема может привести к разрушению хрупких элемен-

тов (сепараторов подшипников, роликов, шестерней и др.) во время пуска при экстремально низких температурах;

- использование изоляционных материалов, не приспособленных к низким температурам, может приводить к повышенному износу и преждевременному выходу из строя гибких шин и изоляции ротора генератора;

- использование смазочных материалов, не приспособленных к зимним условиям эксплуатации может полностью парализовать работу ВЭУ. Подобный опыт имелся в п. Тикси (Республика Саха, Якутия), когда пилотный ветропарк, установленный ОАО «Сахаэнерго», в 2008 г. полностью вышел из строя из-за резких перепадов температур, свойственных континентальному климату Якутии;

- использование системы торможения, препятствующей прилипанию колодок к тормозному диску при резких перепадах температур. Данная проблема была особенно актуальна у ВЭУ в пос. Левинские пески Красноярского края. Современные производители ушли от этой проблемы разными путями, в том числе за счет использования гидравлики, двух независимых систем торможения и другими способами;

- в любом действующем механизме со временем появляются усталостные явления в металле и композитах. А это означает, что количество ремонтов реновированных ВЭУ будет значительно больше, чем у новых современных ВЭУ.

2. Следует понимать, что производительность реновированных ВЭУ существенно ниже современных инновационных разработок. По сравнению с технологиями 90-х годов современные ВЭУ имеют следующие технические отличия:

- более современный профиль лопастей, обладающий улучшенными аэродинамическими характеристиками;

- более производительные технологии (безредукторные ВЭУ или ВЭУ с гидравлическими преобразователями) и более производительные электрогенераторы;

- наличие современных систем автоматизации и управления ВЭУ, включающих в себя автоматику и средства дистанционного управления ВЭУ.

3. Открывается ряд вопросов по обслуживанию реновированных ВЭУ:

- многих брендов ВЭУ на данный момент уже не существует в силу того, что они были поглощены более крупными компаниями.

Возникает естественный вопрос о том, где закупать расходные материалы и запасные части на конкретную модель ВЭУ;

– реновированную ВЭУ продает компания-владелец ВЭУ, а не компания-производитель. Следовательно, у реновированной ВЭУ отсутствует срок гарантийного обслуживания и открываются вопросы по организации обслуживания на территории России. Компания-владелец не сможет ответить на все технические вопросы, связанные с эксплуатацией ВЭУ в новых климатических условиях, совместимостью рабочих жидкостей, настройкой электроники, кодами ошибок и т. д.

Исходя из вышеперечисленных аспектов использования реновированных ВЭУ, можно сделать следующие выводы:

– использование реновированных ВЭУ для электроснабжения районов Крайнего Севера не рекомендуется вообще, так как климатические условия выполнения ВЭУ не соответствуют погодным условиям Таймыра и Эвенкии, а необходимость частых ремонтов (доставка запчастей и персонала в удаленные населенные пункты) быстро уравнивает разницу между капитальными затратами на новую и бывшую в употреблении ВЭУ;

– использование реновированных ВЭУ для электроснабжения центральных и южных районов края возможно, но с условием, что инвестор готов столкнуться с проблемами, описанными выше.

Эксперты направления «Ветроэнергетика» рекомендуют использовать новые современные ВЭУ как более производительные, надежные и имеющие гарантийное обслуживание. На сегодняшний день на территории Красноярского края реновированные ВЭУ могут быть рекомендованы только для решения промежуточных задач развития ветроэнергетики края (например, для проведения испытаний систем электроснабжения и др.).

2.5 Развитие ветроэнергетики в Красноярском крае

2.5.1 Поселок Диксон – первая попытка строительства ВЭС

Первые попытки строительства ВЭС на территории Красноярского края были предприняты в начале 90-х годов в поселке Диксон. Исследованиями возможностей ветроэнергетики в данном поселке занимался институт «СибдальВНИИЭ». Ученые института дважды выезжали в поселок в июне и декабре 1991 г. для снятия

характеристик электрической нагрузки и исследования ветроэнергетического потенциала.

В исследуемый период Диксон был крупным поселком с населением почти 4000 человек и зимним максимумом нагрузки в 5,9 МВт. На территории поселка функционировали аэропорт, морской порт, рыбный завод, школа, метеостанция, больница. Остров и материк были соединены кабельной линией, проходившей по морскому дну.

Учеными института планировалось строительство станции установленной мощностью в 2 МВт, состоящей из двух ВЭУ по 1 МВт каждая. Предлагалось использовать ВЭУ, произведенные на Украине. Одну ВЭУ планировалось установить на острове и одну на материке. Учеными был сформирован отчет, содержащий общую информацию об инфраструктуре поселка и техническое предложение на строительство ветропарка.

Дело шло к началу этапа проектирования, но экономический кризис 1992 г. воспрепятствовал развитию ветроэнергетики России. Все работы по ведению данного проекта были остановлены.

2.5.2 Поселок Левинские пески – первая ВЭС на Таймыре

Проблема электроснабжения удаленных поселков Таймырского автономного округа (ТАО) стала настолько актуальной, что администрация ТАО совместно с руководством АО «Норильский комбинат» в 1999 г. приняла решение о строительстве опытной ветродизельной электростанции (ВДЭС) в поселке Левинские пески, пострадавшем от весеннего паводка Енисея, и об использовании ветроэлектростанций для энергоснабжения других поселков ТАО при положительных результатах ее эксплуатации. Этому решению предшествовала большая работа энергетиков института Норильскпроект и АО «Норильский комбинат». Были рассмотрены малые атомные установки, топливные элементы, ветроэнергетические установки и дизель-генераторы. Анализ работоспособности перечисленных источников энергии проводился с учетом их эффективности, экономической целесообразности, экологической чистоты, возможности промышленного изготовления, необходимости постоянного квалифицированного обслуживания, сложности эксплуатации и других характеристик. В расчет принимались также климатические условия и характеристики потребителей электрической энергии поселка.



*Рисунок 2.16 – ВЭС
в пос. Левинские пески*

По результатам проектных проработок оптимальной была выбрана схема ВДЭС мощностью 100 кВт, включающая ветровую ВЭС из пяти ВЭУ единичной мощностью по 20 кВт с индивидуальными специализированными выпрямительно-зарядными устройствами (СВЗУ), АБ и инвертором мощностью 138 кВт·А, расположенными на общих шинах постоянного тока. Дополнительным источником электроэнергии является ДЭУ мощностью 100 кВт. Конструктивно ВЭУ размещаются по углам и в центре квадрата со стороной 50 м, а электрооборудование ВЭС – в энергоблоке, расположенном возле центральной ВЭУ; ДЭУ выполнена в контейнерном варианте и размещена вблизи ВЭС.

Для реализации принятой схемы ВДЭС выбрано следующее оборудование – автономные вертикально-осевые ВЭУ «Сич-20» единичной мощностью 20 кВт (ИКБ «Юг-Контакт», г. Днепропетровск, Украина).

Разработчиком ВЭУ был проведен анализ материалов конструкций, эксплуатируемых на открытом воздухе (ветровая турбина, опорная башня, опорно-трансмиссионная система, приводная станция с мультипликатором и тормозным устройством) и комплектующих изделий (подшипники, пружины, электродвигатель, генератор, электромагнит, концевой выключатель и др.) с учетом экстремальных климатических условий эксплуатации. По результатам анализа работоспособности в условиях сочетания низких температур и значительных ветровых нагрузок конструкционные материалы, применение которых недопустимо из-за их чувствительности к хрупкому разрушению, например, СЧ 29 (ГОСТ 1412-85), сталь 3 (ГОСТ 380-88, ГОСТ 14637-79), сталь 20 (ГОСТ 8731-89), заменены специальными сталями. Электротехнические изделия, эксплуатируемые на открытом воздухе (генератор и электродвигатель, электромагнит, концевой выключатель тормозного устройства), заменены изделиями УХЛ1 и УХЛ2. Консистентная смазка Литол-24 в подшипниках, зубчатых

муфтах опорно-трансмиссионной системы и в тормозном устройстве заменена на смазку ЦИАТИМ-201.

При комплексных испытаниях проверена работа оборудования станции на всех режимах при различных вариантах. Также отработаны алгоритмы и программы управления ВЭУ и ВДЭС в целом.

Первые результаты эксплуатации подтвердили надежность работы ВДЭС для энергообеспечения поселка при температурах до минус 51 °С, что ниже расчетной минимальной температуры района эксплуатации, и ее эффективность.

Левинская ВДЭС была введена в опытную эксплуатацию. При этом в течение года контролировались и регистрировались фактические характеристики станции.

Первые результаты эксплуатации Левинской ВДС показали следующее.

1. Для мультипликатора по рекомендации эксплуатирующей организации было применено трансмиссионное масло ТСП-10 ГОСТ 23652-79. Однако уже при температурах ниже минус 30 °С масло загустело, в результате значительно увеличился момент срагивания и запуска ветротурбины и, следовательно, скорость ветра, при которой ВЭУ начинает работать. Для снижения температуры загустевания в применяемое трансмиссионное масло добавлено дизельное топливо в соотношении, определенном опытным путем.

2. В ходе пусковых операций при температурах ниже минус 30 °С после торможения ВЭУ из-за нагрева шкива и тормозных колодок и последующего быстрого остывания происходило их примерзание друг к другу. При последующем растормаживании ВЭУ отвести от шкива тормозные колодки не удавалось, требовалось вмешательство обслуживающего персонала для их отбивания. Этот недостаток был устранен смазыванием тормозного шкива дизельным топливом.

3. Эксплуатация показала, что примененный инвертор ПТС-200 имеет ряд недостатков:

- значительные габаритные размеры и масса;
- низкая надежность. Например, из-за расположения на нежестких дверях шкафов платы управления инвертора деформируются вместе с дверями, что приводит к нарушению целостности и пайки плат, а также нарушению контактов в разъемах плат;
- примененный инвертор является единственным элементом станции, не поддающимся автоматическому управлению, что требует

постоянного присутствия на ВДЭС дежурного оператора только для его включения;

– инвертор имеет большие потери на преобразование энергии и низкий КПД.

4. Проблема гарантированного обеспечения потребителей поселка электроэнергией должна решаться двумя путями: строительством генерирующего источника электроэнергии проектной мощности и экономным расходованием электроэнергии.

Таким образом, проблема экономии электроэнергии в данном случае сводится к бережному и хозяйственному отношению населения к своему быту. Сложности эксплуатации и технического обслуживания ВДЭС вызваны отсутствием в удаленных поселках квалифицированных специалистов, способных выполнять технические работы [13].

В течение двух лет весь ветропарк полностью вышел из строя, поставив негативное клеймо на ветроэнергетическом производстве. Основной причиной выхода из строя данной ВЭУ оказалось отсутствие системного подхода и опыта строительства и эксплуатации ВЭУ в условиях арктического климата. Системный подход возможен при организации электроснабжения одной специализированной компанией, работающей одновременно на несколько населенных пунктов. Если будет организовано строительство ВЭУ сразу в нескольких населенных пунктах, это позволит удерживать специализированные кадры, работающие вахтовым методом.

В современных ВЭУ, адаптированных к северным территориям, решено большинство проблем, возникших при эксплуатации пилотной ВЭУ в пос. Левинские пески. В частности, это подтверждает опыт эксплуатации на Аляске (США), представленный «Ассоциации ветроиндустрии Аляски» («AKWI»).

2.5.3 Существующие ВЭУ

В июне 2009 г. была введена в эксплуатацию ветроэлектростанция, состоящая из двух ВЭУ «Сапсан-5000», на территории Эвенкийского муниципального района в поселке Тура (рис. 2.17). Данная ВЭУ осуществляет электроснабжение коммерческого предприятия. Она функционирует и по сей день, создавая прецедент достаточно успешного использования ВЭУ на территории III ветровой зоны.

На эксперименты с использованием ВЭУ пошли станции сотовой связи. Компания «Енисей-Телеком» осуществила строительство пробной ветродизельной электростанции для электроснабжения ретранслятора сотовой связи. Была выбрана отечественная ВЭУ «Бриз-5000». Данная ВДЭС расположена в районе кафе «Тайга» на трассе М-54. Ветродизельная станция функционирует по сей день.

Децентрализованное электроснабжение с помощью ВЭУ «Himmer Dунато» (рис. 2.18) осуществляется в туристической базе, расположенной в труднодоступном уголке Восточного Саяна. Для электроснабжения потребителей используется солнечно-ветродизельный комплекс. Установленные ВЭУ относятся к ВЭУ очень малой мощности.



Рисунок 2.17 – ВЭУ в поселке Тура

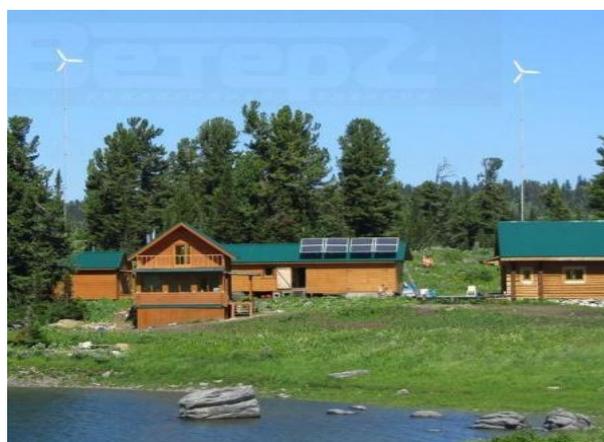


Рисунок 2.18 – ВЭУ в туристической базе

Делая вывод об опыте эксплуатации установленных ВЭУ, следует отметить, что все указанные ВЭУ относятся к ВЭУ малой и очень малой мощности. Дать значительный социально-экономический эффект могла бы только ВЭУ пос. Левинские пески, однако она не сумела этого сделать в силу неправильно выбранного генерирующего оборудования.

Рассмотренный опыт эксплуатации ВЭУ может представлять интерес в основном для небольших децентрализованных потребителей, например, таких как маленькие туристические базы или отдельно стоящие потребители, например в сельской местности. При строительстве ветропарков для электроснабжения северных населенных пунктов будет формироваться принципиально другой опыт, основанный на применении современных технологий и системном подходе к проектированию ветропарков.

2.6 Прогноз потенциального спроса на ветроустановки на территории Красноярского края

Потенциальный спрос на ВЭУ, а также на устройства (системы) энергоснабжения на их основе, может быть определен в зависимости от направлений (областей) их использования. При этом следует иметь в виду, что области использования определяют требования к конструкции, как собственно ВЭУ, так и к составу оборудования системы, защите, автоматике и алгоритму управления. Это в конечном итоге определяет стоимость системы и платежеспособный спрос [6].

Ниже приводится классификация ВЭУ по областям использования в соответствии со сложившейся практикой:

- ветроустановки и ветростанции, работающие в сети (энергосистеме) общего пользования (сетевые ВЭУ и ВЭС);
- ветроустановки, работающие в локальной (автономной) системе параллельно с другими энергоустановками (дизель-генератор, малая ГЭС, солнечная батарея и т.п.);
- ветроустановки индивидуального (группового) электроснабжения;
- ветроустановки, используемые для производства тепловой энергии;
- ветроустановки, используемые для производства механической энергии.

Ориентиром для определения потенциального спроса на сетевые ВЭУ является дефицит мощности в энергосистеме.

В каждой конкретной энергосистеме покрытие дефицита мощности ($N_{\text{деф}}$) возможно за счет энергоустановок, использующих различные виды ВИЭ, но далеко не всегда это возможно сделать за счет энергии ветра. Однако в первом приближении по конкретному региону потребность в мощности оборудования возобновляемой энергетики ($N_{\text{ВИЭ}}$) можно определить из следующего соотношения:

$$N_{\text{ВИЭ}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{деф}} \frac{P_i}{K_i}, \quad (2.1)$$

где P_i – доля мощности, покрываемая за счет i -го источника возобновляемой энергии; K_i – средний коэффициент использования установленной мощности оборудования на базе i -го источника возобновляемой энергии.

Для автономных энергоустановок ориентиром для определения потенциального спроса является количество жителей, проживающих

в зонах централизованного и децентрализованного энергоснабжения, являющихся потенциальными потребителями. Данные о численности населения северных территорий Красноярского края по состоянию на 2012 г. приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Распределение по северным населенным пунктам Красноярского края потенциальных потребителей оборудования на базе ВИЭ (2012 г.)

Но- мер	Количество жителей в населенном пункте, чел.	Зона децентрализованного энергоснабжения *			Зона централизованного энергоснабжения
		Таймыр	Туруханский район	Эвенкия	п. Туруханск
1	До 50	1/42	5/184	2/58	-
2	От 51 до 500	14/4137	16/2736	17/3465	-
3	От 501 до 3 000	7/7580	2/3293	1/631	-
4	От 3 001 до 10 000	-	-	3/12186	1/5070
5	Всего населения	11759	6213	16340	5070

* *Над чертой – количество населенных пунктов; под чертой – количество населения данной категории, чел.*

Определение потенциального спроса для автономных электростанций на базе возобновляемых источников энергии производится по формуле

$$N_{ВИЭ} = \sum_{i=1}^n Q \cdot N_{уд} \cdot \frac{P_i}{K_i}, \quad (2.2)$$

где Q – количество жителей, энергоснабжение которых осуществляется от автономного энергоисточника; $N_{уд}$ – средняя удельная потребляемая мощность, кВт/чел.; P_i – доля мощности, покрываемая за счет i -го источника возобновляемой энергии; K_i – средний коэффициент использования установленной мощности оборудования на базе i -го источника возобновляемой энергии.

Определение потенциального спроса на сетевые ВЭУ. Принимая в формуле (2.1) $N_{ВИЭ} = N_{ВЭУ}$, $P_i = P_{ВЭУ} = 0,1$ (экспертная оценка, т.е. предполагается, что за счет энергии ветра можно уменьшить дефицит на 10 %, что вполне согласуется с оценками ресурсов ветроэнергетики), $K_i = K_{ВЭУ} = 0,2$ (среднее значение для работающих

ВЭУ в Европе), $N_{\text{деф}} = 16,6$ МВт (суммарная мощность всех ДЭС), объем потенциального спроса сетевых ВЭУ в поселке Туруханск Красноярского края составит 8,3 МВт.

Мощностной ряд ВЭУ, подключение которых возможно к сетям общего пользования, включает практически все ВЭУ единичной мощности от 30 кВт до 2 МВт. Принципиальная схема представлена на рисунке 2.19.

Определение потенциального спроса на ветроустановки в составе автономных энергосистем большой и средней мощности.

Состав автономной системы: одна или несколько ВЭУ единичной мощностью из ряда от 50 до 660 кВт; один или несколько дизель-генераторов или гидрогенераторов единичной мощностью от 50 до 1000 кВт; устройства и система управления, обеспечивающие параллельную работу ВЭУ с дизель- или гидрогенераторами.

Потенциальные заказчики (потребители): администрации крупных и средних деревень и сел, поселков городского типа; независимые производители электроэнергии. Один из вариантов схемы системы представлен на рисунке 2.20.

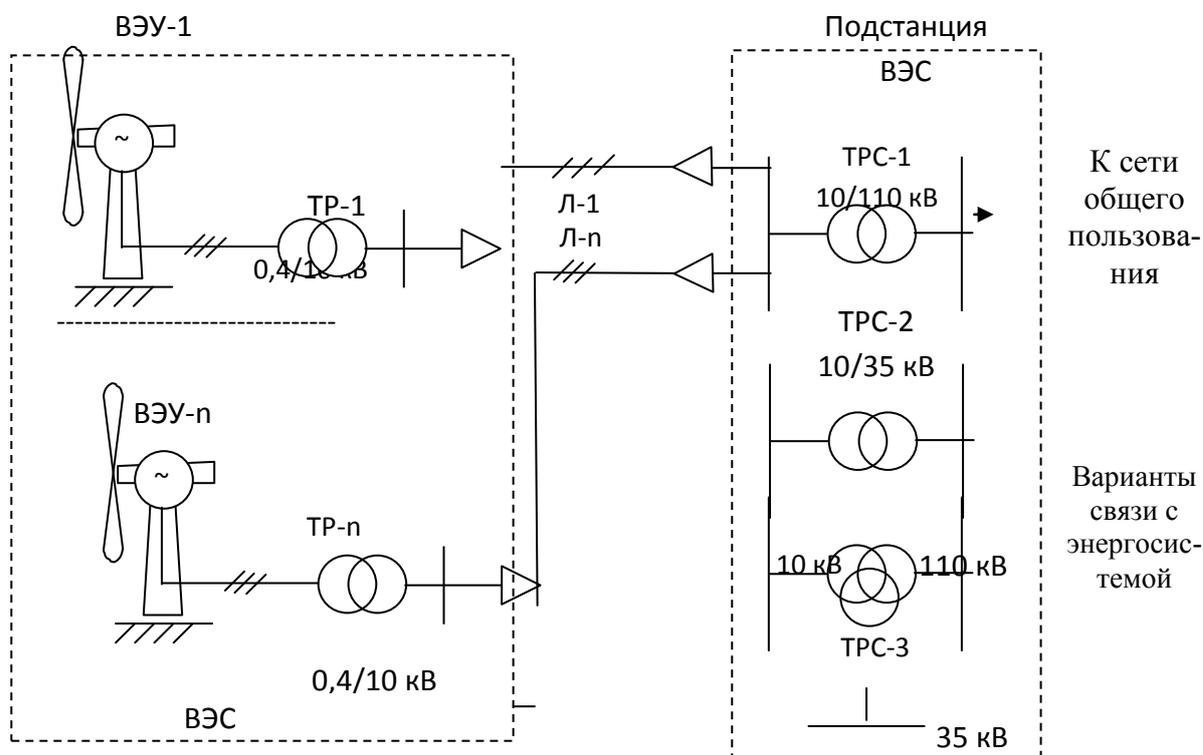


Рисунок 2.19 – Принципиальная схема подключения ВЭС к сети общего пользования: ВЭУ-1, ... ВЭУ-n – ветроустановки; ТР-1, ... ТР-n – повышающие трансформаторы, установленные около башины или внутри нее; ТРС-1, ... ТРС-3 – варианты трансформаторов связи с энергосистемой; Л-1, ... Л-n – местные кабельные или воздушные линии электропередач

За основу расчета принимается численность населения, указанная в строках 3 и 4 таблицы 2.17, в децентрализованной (23,7 тыс. человек) и централизованной зонах (5,1 тыс. человек). С учетом сокращения населения в указанных зонах за расчетную величину принимается соответственно 23 и 5 тыс. человек. Принимая в формуле (2.2) для децентрализованной зоны $Q_d = 23$ тыс. человек, $N_{уд} = 1$ кВт/чел.; $P_i = P_{ВЭУ} = 0,05$; $K_i = K_{ВЭУ} = 0,2$; а для централизованной зоны $Q_c = 5$ тыс. человек, $N_{уд} = 1$ кВт/чел.; $P_{ВЭУ} = 0,02$; $K_{ВЭУ} = 0,2$, объем потенциального спроса ВЭУ для автономных энергосистем большой и средней мощности составит 6250 кВт.

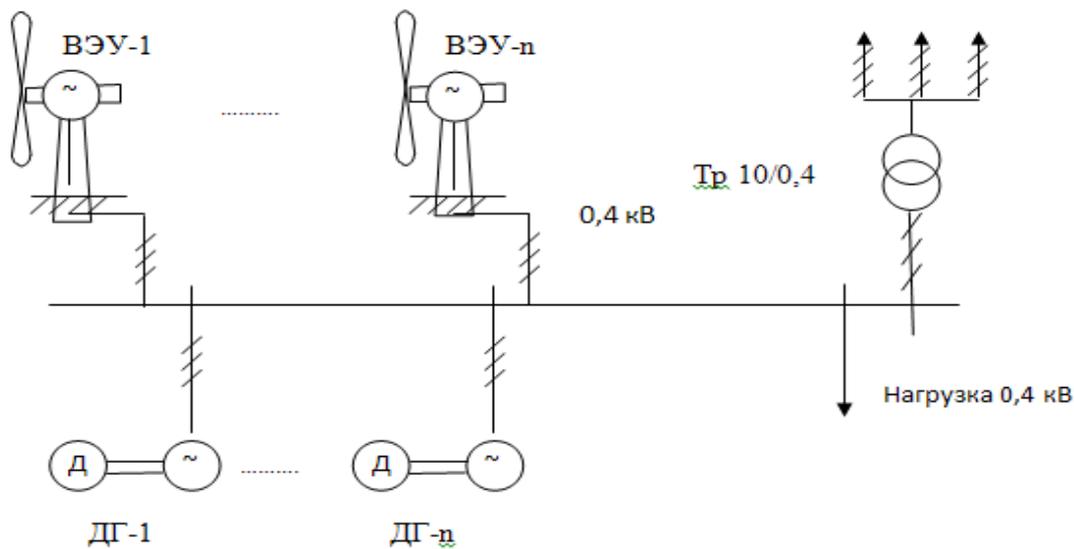


Рисунок 2.20 – Принципиальная схема автономной ветродизельной системы большой и средней мощности с генераторным напряжением 0,4 кВ: ВЭУ-1, ..., ВЭУ-n – ветроустановки; ДГ-1, ..., ДГ-n – дизель-генераторы; ТР – повышающий трансформатор

Определение потенциального спроса на ветроустановки в составе автономных систем малой мощности.

Состав системы: одна или несколько ВЭУ единичной мощностью от 5 до 50 кВт, аккумуляторная батарея, выпрямитель, инвертор, бензиновый (дизельный) генератор, система управления, обеспечивающая параллельную работу ВЭУ и бензинового генератора, либо его включение на нагрузку или зарядку аккумуляторной батареи.

Потенциальные заказчики (потребители): жители небольших деревень и поселков, владельцы коттеджей, артели, метеостанции и др. Один из вариантов системы представлен на рисунке 2.21.

За основу расчета принимается численность населения, указанная во второй строке таблицы 2.17, в децентрализованной зоне (10,3 тыс. человек). С учетом сокращения населения в указанной зоне за расчетную величину принимается соответственно 10 тыс. человек.

Принимая в формуле (2.2) для децентрализованной зоны $Q_d = 10$ тыс. человек, $N_{уд} = 1$ кВт/чел; $P_i = P_{ВЭУ} = 0,05$; $K_i = K_{ВЭУ} = 0,2$; расчетный объем потенциального спроса ветроустановок для автономных энергосистем малой мощности составит 2500 кВт.

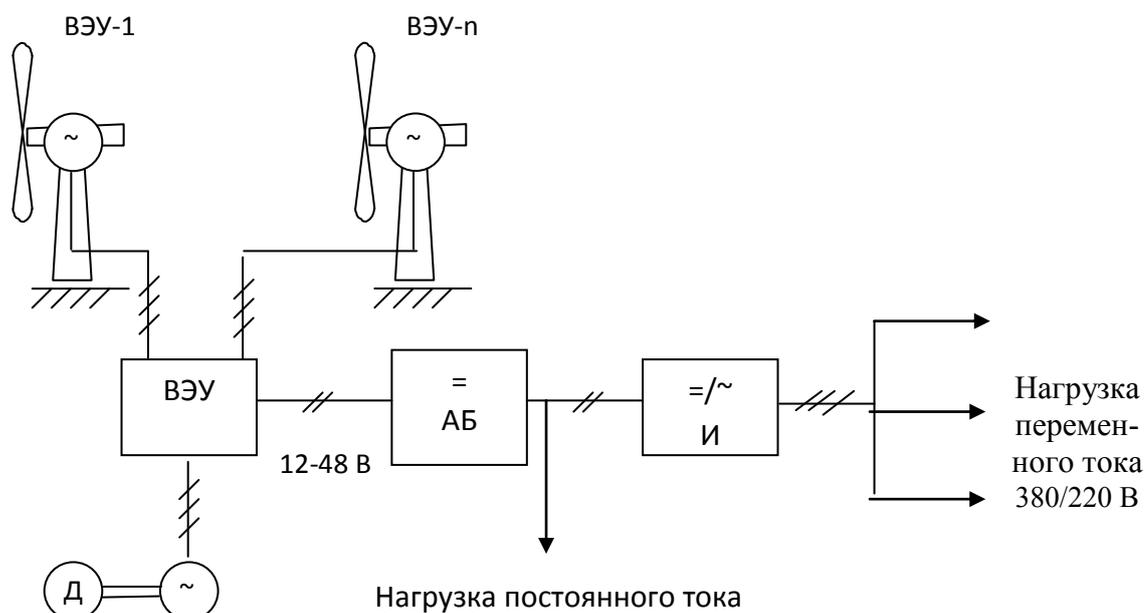


Рисунок 2.21 – Принципиальная схема одного из вариантов автономной системы малой мощности: ВЭУ-1, ..., ВЭУ-n – ветроустановки, ВЭУ – выпрямительно-зарядное устройство; АБ – аккумуляторная батарея; И – инвертор; ДГ – дизельный (бензиновый) генератор

Определение потенциального спроса на ветроустановки в составе автономных систем индивидуального пользования.

Состав автономной системы индивидуального пользования: ветроустановка единичной мощностью от 0,1 до 5 кВт, аккумуляторная батарея, зарядное устройство, фотоэлектрический модуль мощностью 0,1-0,5 кВт и бензиновый электроагрегат мощностью 1-2 кВт. Схема системы показана на рисунке 2.22.

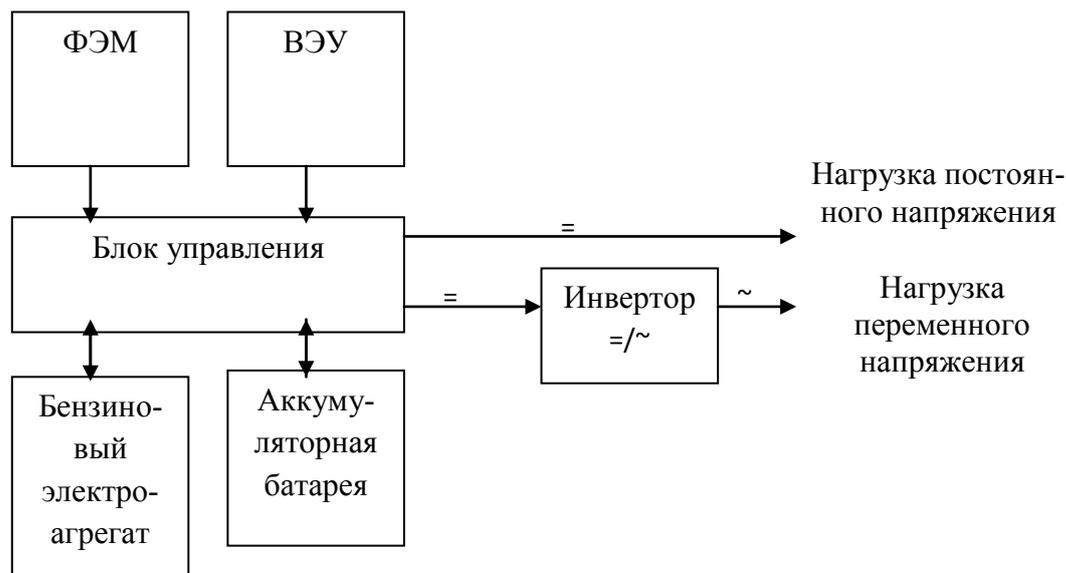


Рисунок 2.22 – Структурная схема автономной системы

Потенциальные заказчики (потребители): охотники, рыбаки, оленеводы, владельцы маяков, радиорелейных станций, нефте- и газопроводов (питание катодной защиты) и т.п.

За основу расчета принимается численность населения, указанная в первой строке таблице 2.17, в децентрализованной зоне 284 человек. С учетом сокращения численности населения в указанной зоне за расчетную величину принимаются соответственно 250 человек.

Принимая в формуле (2.2) для децентрализованной зоны $Q_d = 250$ человек, $N_{уд} = 1$ кВт/чел; $P_i = P_{ВЭУ} = 0,1$; $K_i = K_{ВЭУ} = 0,2$, установлен объем потенциального спроса ветроустановок в составе автономных систем индивидуального пользования, равный 125 кВт.

Глава 3 ВОПРОСЫ СОВМЕСТНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ВЭУ С ДРУГИМИ ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ

3.1 Ветродизельные комплексы

Малая плотность населения и слабая хозяйственная деятельность на значительных территориях России определяют автономный характер энергообеспечения потребителей. Практически единственным способом построения децентрализованных систем электроснабжения является использование дизельных электростанций. В качестве наиболее яркого примера децентрализованного энергообеспечения потребителей на громадных территориях можно привести Якутию, где 2,2 млн км² территории с населением 150 тыс. человек обеспечивается электроэнергией и теплом от 129 автономных дизельных электростанций. Обслуживанием этой децентрализованной зоны энергообеспечения занимается ОАО «Сахаэнерго» [19].

Анализ состояния автономных систем энергоснабжения показал, что наиболее актуальными проблемами, стоящими перед малой энергетикой, 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 %);
- 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.

Сама по себе ветроэнергетическая установка не способна гарантировать непрерывную работу (надежность) на протяжении продолжительного периода времени в силу непостоянства энергии ветра. Необходимость повышения технико-экономических характеристик децентрализованных систем электроснабжения и повышение уровня надежности электроснабжения определяет интерес к комбинированным ветродизельным энергоустановкам. Такие ветродизельные ком-

плексы универсальны в применении, имеют неплохие технико-экономические характеристики, обеспечивают надежное энергоснабжение различных автономных потребителей.

Энергетическая эффективность работы ветродизельных систем зависит от ряда факторов: ветрового режима, графика нагрузки децентрализованной системы электроснабжения, соотношения между установленными мощностями ветроэлектростанции и дизельной электростанции, степени совершенства структуры энергетических установок автономной системы электроснабжения (АСЭС) и законов управления энергоисточниками, образующими энергокомплекс.

Очевидный вариант структурной схемы гибридного энергетического комплекса мощностью до 100 кВт показан на рисунке 3.1.

В зависимости от ветровых условий ВЭС в энергокомплексе может использоваться как вспомогательный энергоисточник, если ветровой потенциал недостаточен для эффективного энергоснабжения потребителя.

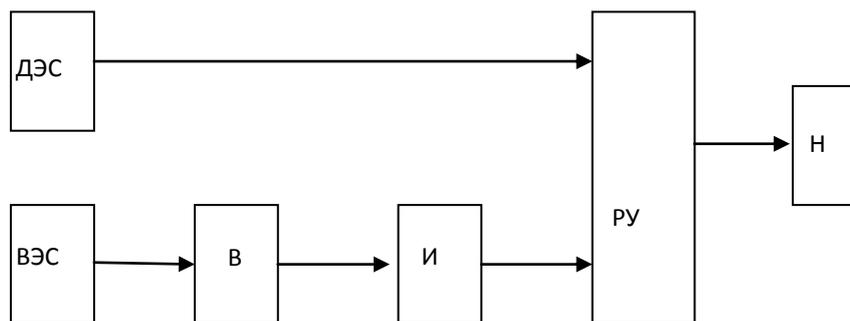


Рисунок 3.1 – Структурная схема ветродизельной системы: ДЭС – дизельная электростанция; ВЭС – ветровая электростанция; В – выпрямитель; И – автономный инвертор; РУ – распределительное устройство; Н – нагрузка

В этом случае ВЭС и ДЭС работают параллельно на общую нагрузку за исключением периодов безветрия и ураганов, когда ВЭС отключается. В диапазоне рабочих скоростей ветра от минимальной пусковой до расчетной ВЭС работает с переменной частотой вращения и постоянном числе модулей ветродвигателя, что обеспечивает выработку максимальной мощности. При увеличении скорости ветра вплоть до максимального значения ВЭС работает в режиме постоянства мощности с переменным значением коэффициента использования энергии ветра [1].

ДЭС дополняет недостающую часть мощности и энергию, необходимую 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.

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 ветроэлектростанцией.

Вариант гибридного энергетического комплекса с основным энергоисточником – ВЭС – целесообразен для высокопотенциальных ветровых зон. Для этого варианта ГЭК мощность ДЭС может быть меньше, чем ВЭС, а для создания запаса энергии целесообразно включение в схему АБ (рис. 3.2). АБ может входить в состав собственно ВЭС, а дизельная электростанция вместе с ВЭС обеспечивает необходимый уровень мощности нагрузки.

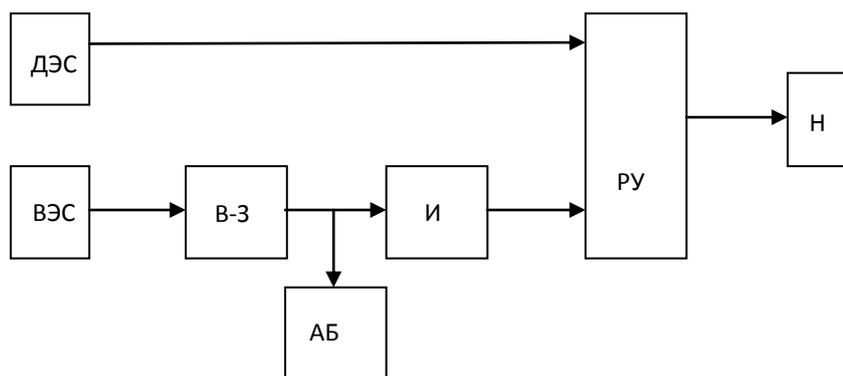


Рисунок 3.2 – ГЭК с основным энергоисточником – ВЭС

В этом варианте ГЭК блок выпрямления переменного напряжения ветроэлектростанции приобретает дополнительные функции по обеспечению зарядки АБ, что отражено в его обозначении на схеме: В-З (выпрямительно-зарядное устройство).

Развитием рассматриваемой структуры гибридного ветродизельного энергетического комплекса является вариант с использованием двигателя внутреннего сгорания для подзарядки аккумуляторной батареи в периоды безветрия. В этом случае схема принимает вид, показанный на рисунке 3.3. Особенностью последнего варианта схемы является работа ДЭС на выпрямительную нагрузку, что позволяет отказаться от стабилизации частоты напряжения ДЭС.

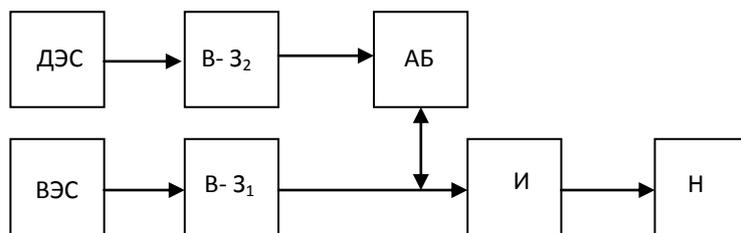


Рисунок 3.3 – Схема ГЭК с подзарядкой АБ от дизельной электростанции

Использование статических преобразователей частоты позволяет строить гибридные энергокомплексы, предусматривающие совместную работу ВЭС и ДЭС равной или близкой мощности (рис. 3.4).

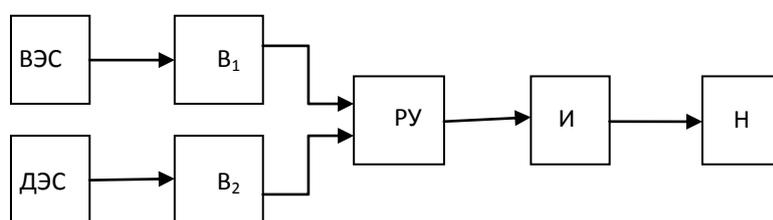


Рисунок 3.4 – Вариант ГЭК, предусматривающий параллельную работу ВЭС и ДЭС

В данном варианте ГЭК ветровая и дизельная станции работают в режимах переменной частоты вращения и 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 дизель-генератора. Кроме экономии топлива, режим двигателя обеспечивает увеличение его ресурса.

Универсальным критерием энергоэффективности автономной системы электроснабжения, объединяющим энергоисточники различной физической природы, является полный КПД системы. КПД гибридного энергокомплекса определяется коэффициентами полезного действия элементов каждого канала генерирования и преобразования

электроэнергии, которые в свою очередь определяются многими режимными и конструктивными факторами [19].

Технологическая схема преобразования мощности и энергии в классической автономной системе электроснабжения на базе гибридного энергетического комплекса приведена на рисунке 3.4. Энергопреобразование осуществляется параллельно по двум каналам: канал ДЭС и канал ВЭС, объединенным распределительным устройством, от которого по соответствующей линии запитывается электрическая нагрузка.

Канал дизельной электростанции преобразует тепловую мощность топлива и, с точки зрения процессов энергопреобразования, представлен двигателем внутреннего сгорания, электромашинным генератором и выпрямителем. Канал ветроэлектростанции преобразует мощность ветра, поступающую на ветротурбину, в механическую мощность и энергию ветродвигателя, частота вращения которого повышается редуктором. Далее электромашинный генератор преобразует механическую энергию ветродвигателя в электрическую, которая поступает сначала на выпрямитель, а затем на РУ. Каждый из элементов технологической схемы энергопреобразования характеризуется своим коэффициентом полезного действия. Тогда энергетическая эффективность двухканальной системы может быть представлена интегральным коэффициентом полезного действия гибридного энергокомплекса $\eta_{ГЭК}$.

Для исследования энергоэффективности гибридного энергокомплекса необходимо проанализировать коэффициенты полезного действия элементов технологической схемы ГЭК. На КПД двигателя внутреннего сгорания 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. Коэффициент загрузки ДВС, работающего в гибридном ветродизельном энергокомплексе, определяется графиком нагрузки автономной системы электроснабжения и ветровыми условиями.

Степень использования ветродвигателем энергии ветра определяется коэффициентом использования энергии ветра C , зависящего от типа ветродвигателя и режима его работы. Практически для современных ветродвигателей величина C не превышает значений 0,45-0,5. Стремление повысить энергоэффективность ветродвигателя приводит

к тому, что в диапазоне скорости ветра от пусковой до расчетной номинальной ветротурбина работает с максимальным значением коэффициента использования энергии ветра, а с дальнейшим ростом скорости ветра включается система аэродинамического регулирования, и C уменьшается в соответствии с типичной зависимостью, показанной на рисунке 3.5. Режим работы с переменным C обеспечивает постоянство генерируемой мощности ВЭС.

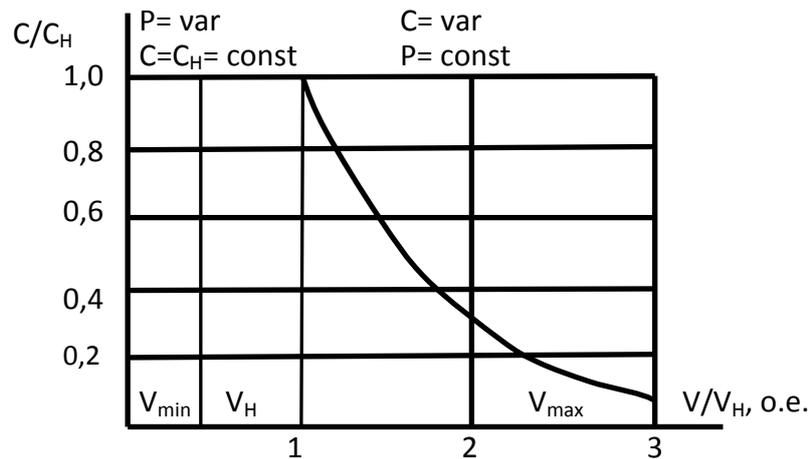


Рисунок 3.5 – Зависимость коэффициента использования энергии ветра ВЭС от его скорости

Особенностью режима работы генератора ВЭС является переменная частота вращения и, соответственно, переменная величина развиваемой мощности в диапазоне скоростей ветра от минимальной до номинальной. Учитывая результаты исследований [33] и закон управления ВЭС в системе электроснабжения, предусматривающий максимальное использование энергии ветра [19], можно считать в первом приближении генератор ВЭС постоянно загруженным на номинальную габаритную мощность при соответствующей частоте вращения. Тогда КПД генератора ВЭС можно считать близким к номинальному практически во всех режимах работы ВЭС.

Анализ коэффициентов полезного действия каналов ГЭК показывает, что основным фактором, влияющим на КПД ДЭС ($\eta_{ДЭС}$), является величина ее загрузки, а для КПД ВЭС – скорость ветра. Графическая зависимость $\eta_{ДЭС}$ от коэффициента загрузки – K_3 показана на рисунке 3.6. Количественные характеристики КПД энергопреобразования ВЭС ($\eta_{ВЭС}$) иллюстрируются зависимостью, приведенной на рисунке 3.7. 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 станции со скоростью ветра больше номинальной расчетной. В результате значение $\eta_{ГЭК}$ уменьшается по сравнению с $\eta_{ДЭС}$ во всех режимах, а особенно значительно при скоростях ветра, превышающих номинальную расчетную. Соответственно увеличение мощности ВЭС относительно ДЭС приводит к снижению результирующего коэффициента полезного действия гибридного энергетического комплекса: зависимости $\eta_{ГЭК1}$ при мощности ВЭС 20 % от ДЭС и $\eta_{ГЭК2}$ при увеличении мощности ВЭС до 40 %. Вместе с тем увеличение доли ветроэлектростанции в суммарной мощности ГЭК позволяет экономить топливо. Так, для типичных характеристик ДЭС мощностью сотни кВт уменьшение ее загрузки за счет ВЭС на 40 % относительно номинальной приводит к экономии топлива на 30 % при снижении КПД станции на 4-5 % и снижении результирующего КПД ГЭК на 6-7 % (рис. 3.6, 3.7).

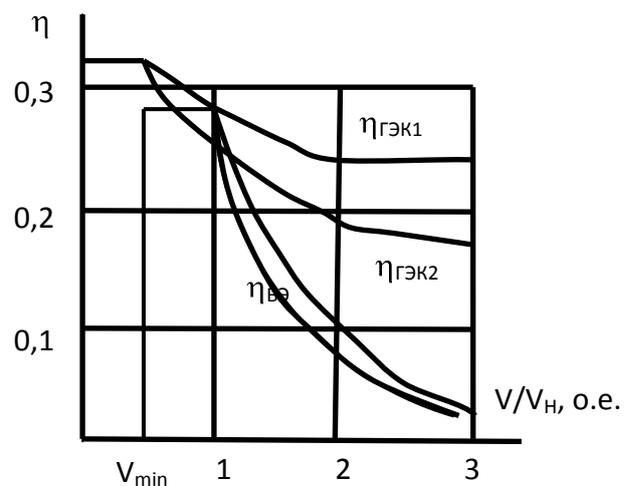
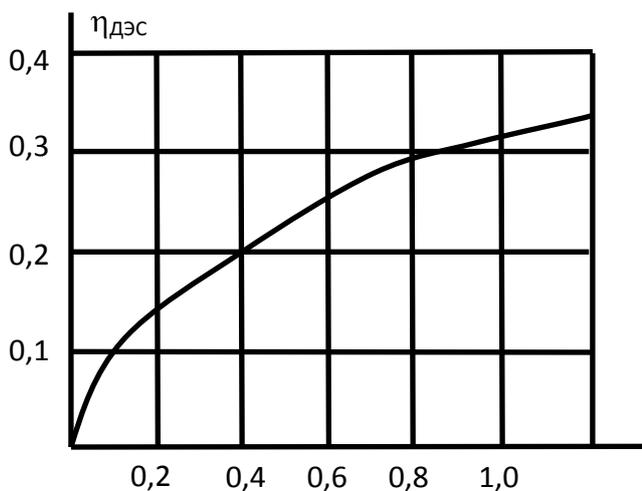


Рисунок 3.6 – Зависимость $\eta_{ДЭС}$ от $K_з$ Рисунок 3.7 – Зависимости $\eta_{ВЭС}$, $\eta_{ГЭК1}$, $\eta_{ГЭК2}$ от скорости ветра

Увеличение энергоэффективности гибридных энергетических комплексов может осуществляться путем оптимизации сочетания характеристик электромашинного генератора ветроэлектростанции с характеристиками ветротурбины для конкретных ветровых условий, а также применением ДЭС с дизелем, работающим в режиме переменных оборотов со стабилизацией выходного напряжения статическим преобразователем частоты. Важнейшим достоинством таких электростанций является сокращение расхода топлива за счет снижения обо-

ротов ДВС с уменьшением нагрузки станции. Окончательное решение о применении гибридных энергетических комплексов, выборе их структуры и параметров следует принимать на основе сопоставления технико-экономических характеристик вариантов построения ГЭК.

Ветродизельная установка с солнечной батареей для электроснабжения сельского дома приведена в [34]. В ее состав входят следующие составные части (рис. 3.8):

1 – автоматизированный дизель – электрический агрегат мощностью 2,7 кВт с однофазным генератором синусоидального тока частотой 50 Гц и стандартным напряжением 220-230 В;

2 – блок бесперебойного питания (ББП), в состав которого входят: блок запуска и останова, блок зарядного устройства, АБ напряжением 48 В, емкостью 165 А·ч и однофазный инвертор 48/230 В мощностью до 5 кВт;

3 – ветроэлектрический агрегат с блоком зарядного устройства АБ напряжением 48 В;

4 – фотоэлектрическая установка (ФЭУ) мощностью 120 Вт, обеспечивающая возможность заряда АБ напряжением 48 В;

5 – нагрузка потребителей энергии 220 В, 50 Гц сельского дома.

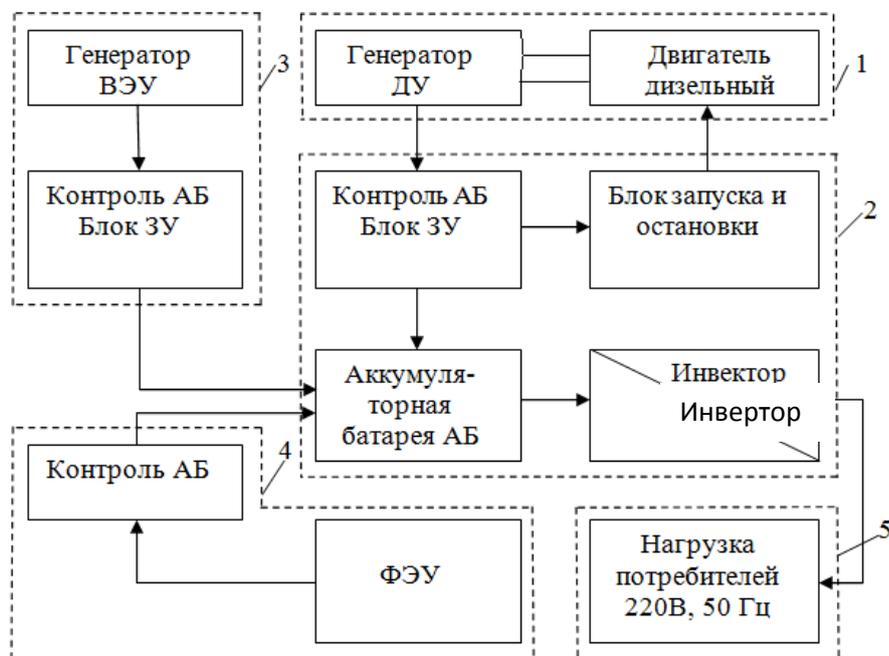


Рисунок 3.8 – Блок-схема автономной системы электроснабжения типового сельского дома (пояснения в тексте)

Дизель включается в работу автоматически, когда напряжение аккумуляторной батареи снижается до 44 В, а команда на прекращение режима заряда с отключением дизеля производится при повышении напряжения АБ до уровня 56 В. Инвертор преобразует постоянный ток в переменный для питания подключенных к нему нагрузок в доме. Сравнительно большая мощность инвертора (5 кВт) и высокое качество синусоиды позволяют обеспечить электроэнергией практически любого потребителя в доме.

Производительность автоматизированного комплекта оборудования составляет 3-4 кВт·ч в сутки, при этом около 50 % выработки энергии обеспечивается за счет ветроэлектрического агрегата и фотоэлектрической батареи, в качестве которой используется серийно выпускаемая солнечная фотобатарея, состоящая из четырех фотоэлектрических модулей ФСМ-30-12, серийно выпускаемых ВИЭСХ. В сентябре и октябре 2008 г. на ветрополигоне Государственного научного учреждения (ГНУ) ВИЭСХ была проверена работоспособность экспериментального образца автоматизированного комплекта оборудования для автономного энергоснабжения сельского дома. В состав экспериментальной ветрофотоэлектрической установки с дизельным резервом входят:

- ветроэлектрический агрегат УВЭ-460Э (диаметр ветроколеса 2,8 м) с номинальным напряжением по постоянному току 48 В;

- фотоэлектрическая батарея мощностью 120 Вт, напряжением 44-58 В;

- дизель-электрический агрегат с однофазным генератором переменного тока (50 Гц) мощностью 2,7 кВт, автоматизированный;

- АБ (кислотная) номинальным напряжением 48 В (4 аккумулятора напряжением по 12 В);

- инвертор однофазный синусоидального тока 48/230 В мощностью 5 кВт (инвертор входит в состав дизель-электрического агрегата).

Комплект оборудования в составе: ветроагрегат УВЭ-460Э, дизель-электрический агрегат 2,7 кВт в комплекте с блоком бесперебойного питания, аккумуляторной батареей напряжением 48 В и фотоэлектрической батареей типа ФСМ-30-12 мощностью 120 Вт в течение двух месяцев находился в экспериментальной эксплуатации, в результате которой была подтверждена работоспособность системы автоматизации комплекса: дизель-электрический агрегат автоматически включался в работу на заряд батареи аккумуляторов при снижении

напряжения на ней до 44 В и обеспечивал заряд этой батареи до полного заряда до напряжения 56 В.

По результатам испытаний экспериментального образца автоматизированного комплекса оборудования для автономного энергоснабжения сельского дома можно сделать следующие выводы.

Все составные части автоматизированного комплекса энергоснабжения сельского дома, включая автоматизированный дизель, ветроагрегат УВЭ-460Э, блок бесперебойного питания, фотоэлектрическую батарею и аккумуляторы, за три месяца экспериментальной проверки на ветрополигоне ВИЭСХ работали в соответствии с техническими требованиями на эти изделия. Экспериментальная проверка развиваемой мощности ветроагрегата УВЭ-460Э показала, что при среднегодовой скорости ветра 3,6 м/с этот ветроагрегат обеспечивает только 50 % потребности в энергии сельского дома. В связи с этим необходимо использовать два ветроагрегата УВЭ-460Э для энергоснабжения сельского дома.

Ветродизельная установка мощностью 10 кВт ВДЭУ-10, разработанная по заказу Минморфлота России, предназначена для обеспечения электроэнергией автономных потребителей, расположенных на необорудованном побережье и на островах в труднодоступных районах Крайнего Севера и Дальнего Востока, где среднегодовая скорость ветра составляет 5 м/с и выше. Область применения ВДЭУ может быть расширена и для других сфер народного хозяйства России.

В стандартный комплект поставки ВДЭУ-10 входят:

- агрегат ветроэлектрический ВТН8-10 мощностью 10 кВт;
- модуль контейнерный МК (корпус контейнера 1СС ГОСТ 18477-79), в котором установлены:
 - дизельный электроагрегат АД8С-Т400-1В мощностью 8 кВт;
 - батарея аккумуляторная с рабочим напряжением 220-250 В (18 аккумуляторов типа 6СТ-190);
 - инверторный агрегат питания АП-10У и система заряда АБ;
 - система пожарной сигнализации (СПС);
 - система освещения и обогрева.

Ветроагрегат и модуль контейнерный соединяются между собой кабелем, входящим в комплект поставки.

На рисунке 3.9 представлена блок-схема установки ВДЭУ-10.

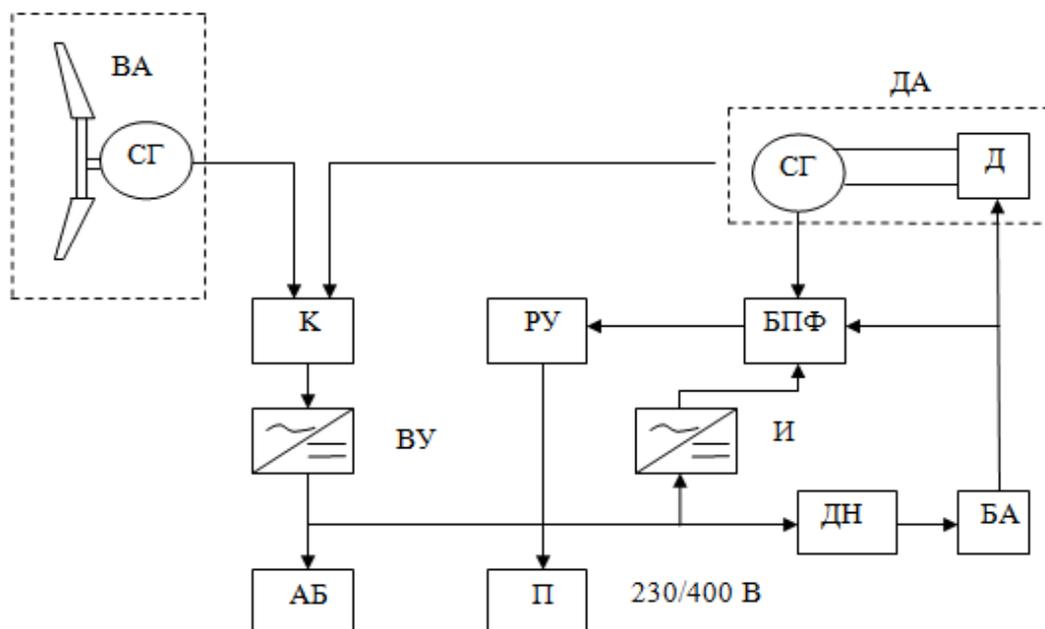


Рисунок 3.9 – Блок-схема ВДЭУ-10:

ВА – ветроагрегат; ДА – дизельный агрегат; СГ – синхронный генератор; Д – дизель; К – коммутатор; ВУ – выпрямительное устройство; АБ – аккумуляторная батарея ($U_n=220$ В); И – инвертор; ДН – датчик напряжения; БА – блок автоматики; БПФ – блок переключения фидеров; РУ – распределительное устройство; П – потребители энергии

Установка работает следующим образом. Электрическая энергия, вырабатываемая ветроагрегатом ВА, поступает на коммутатор К и выпрямительное устройство ВУ, обеспечивающее заряд аккумуляторной батареи АБ и питание инвертора И. Инвертор формирует трехфазное напряжение 400/230 В при частоте 50 Гц, которое через блок переключения фидеров БПФ поступает на распределительное устройство РУ и далее потребителям электроэнергии П. Если развиваемая мощность, поступающая от генератора СГ при спадах ветра, становится ниже уровня требуемого потребления энергии, то дефицит мощности возмещается за счет запаса энергии, накопленной в аккумуляторной батарее АБ. При разряде АБ до уровня 170 В датчик напряжения ДН срабатывает и блок БА выдает команду на запуск дизеля Д.

После запуска дизельного агрегата ДА подача вырабатываемой энергии от СГ обеспечивается через коммутатор К на выпрямитель ВУ. В конце заряда АБ от дизельного агрегата при достижении напряжения на аккумуляторной батарее 260-270 В блок БА выдает сигнал на останов дизеля Д с переключением подачи питания на коммутатор К от ветроагрегата.

Разработка ветроагрегата ВТН8-10 выполнена во ВНИИЭМ (г. Истра Московской обл.) под руководством известного конструктора ветроагрегатов С.А. Никонова, который после прекращения деятельности НПО «Ветроэн» руководил фирмой «Ветэн», разработавшей ряд новых ВЭУ мощностью 0,16; 0,5; 1,0 и 8 кВт по заказам ФГУП «Рыбинский завод приборостроения» и других организаций.

Ветроагрегат ВТН8-10 имеет двухлопастное ветроколесо диаметром 8 м, синхронный магнитоэлектрический генератор, разработанный во ВНИИЭМ, мощностью 10 кВт при номинальной частоте вращения 250 об/мин.

Лопасты ветроколеса изготовлены из клееной древесины со стеклопластиковым покрытием. Конструкция ветроколеса позволяет автоматически изменять угол установка лопастей от пускового до оптимального рабочего, а также выходить на отрицательные углы установка для ограничения частоты вращения на расчетном уровне при высоких скоростях ветра. Регулирование частоты вращения ветроколеса обеспечивается центробежным регулятором.

Германская компания «SMA Regelsysteme GmbH» занимает лидирующее положение в области децентрализованного энергоснабжения и промышленной электроники. Известны системы SMA, объединяющие ветровые, дизельные, фотоэлектрические и аккумуляторные источники питания как составные части систем автономного электропитания [34]. Для этих систем характерны следующие особенности:

- использование микропроцессорной системы управления;
- автоматическая система управления работой ветродизельных установок;
- возможность дистанционного управления ВДУ через интернет или телефонную сеть;
- все объекты энергоснабжения могут быть управляемыми из центрального офиса;
- в ветродизельных системах фирмы SMA использование аккумуляторных батарей обеспечивает снижение времени и количества циклов работы дизельных установок.

В [34] выполнено сопоставление затрат на производство электроэнергии ВДУ SMA с дизельной электростанцией для двух типов ВДУ SMA: малой мощности – с ВЭУ мощностью 33 кВт, большой мощности – с ВЭУ мощностью 250 кВт.

В состав ВДУ SMA малой мощности входит следующее оборудование:

- дизель-генераторы 47 и 60 кВт общей стоимостью 23128 евро;
- батарея аккумуляторов энергоемкостью 50 кВт·ч стоимостью 40432 евро;
- две ВЭУ «Аэроман» (33 кВт каждая) с фундаментом общей стоимостью 168000 евро;
- система управления, наблюдения и преобразования стоимостью 127008 евро.

Общая стоимость оборудования данной ВДУ SMA составляет 358568 евро.

Альтернативным вариантом энергоснабжения является стандартная дизель-электрическая станция, включающая в свой состав:

- дизель-генератор мощностью 125 кВт стоимостью 22680 евро;
- система контроля дизеля стоимостью 11200 евро;
- резервный дизель-генератор мощностью 125 кВт стоимостью 22680 евро;
- система контроля резервного дизеля стоимостью 11200 евро.

Общая стоимость стандартной ДЭС – 67760 евро.

Согласно данным выполненных расчетов [34], ВДУ SMA будет обеспечивать потребителя наиболее дешевой энергией при среднегодовых скоростях ветра от 6 м/с с выработкой энергии в объеме 350 МВт·ч/год.

Сопоставление удельных показателей стоимости ВДУ SMA и стандартной ДЭС при стоимости топлива 0,45 €/литр приведено в таблице 3.1. Приведенные в таблице 3.1 результаты расчетов однозначно свидетельствуют о преимуществе использования ветродизельной электростанции (ВДУ SMA).

Таблица 3.1 – Показатели стоимости расходов при использовании ВДУ SMA и стандартной ДЭС малой мощности при $V_r=7$ м/с, евро/кВт·ч

Показатель	ВДУ SMA	Стандартная ДЭС
Капиталовложения	0,10	0,03
Затраты топлива	0,03	0,13
Стоимость обслуживания	0,03	0,09
Суммарные удельные расходы	0,16	0,25

Система ВДУ SMA большой мощности состоит из двух ВЭУ, трех ДЭС и одной аккумуляторной батареи. Она предназначена для электроснабжения жилого поселения с годовой потребностью энергии 2500 МВт·ч при среднегодовой скорости ветра выше 6 м/с. Расчет выполнен для $V_r = 7$ м/с.

В состав ВДУ SMA большой мощности входят:

- дизель-генераторы мощностью 125, 200 и 500 кВт общей стоимостью 119840 евро;
- батарея аккумуляторов энергоемкостью 300 кВт·ч стоимостью 98000 евро;
- две ВЭУ HSW250 мощностью по 250 кВт общей стоимостью 781200 евро (включая стоимость фундаментов и балластной нагрузки);
- система контроля и управления стоимостью 239288 евро.

Общие капитальные вложения в систему ВДУ SMA большой мощности составляют 1238328 евро.

В качестве альтернативы применению ВДУ SMA в [34] рассматривается стандартная дизельная установка с дизель-генератором мощностью 750 и 500 кВт стоимостью 235200 евро.

Сопоставление удельных показателей стоимости применения ВДУ SMA большой мощности и стандартной ДЭС представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Удельные показатели стоимости расходов ВДУ SMA большой мощности и стандартной ДЭС при стоимости топлива 0,8 евро/литр и $V_r=7$ м/с, евро/кВт·ч

Показатель	ВДУ SMA	Стандартная ДЭС
Удельные капиталовложения	0,04	0,01
Удельные затраты топлива	0,04	0,11
Стоимость обслуживания	0,02	0,03
Суммарные удельные расходы	0,11	0,15

Полученные данные показывают, что ВДУ SMA большой мощности с двумя ветроагрегатами мощностью по 250 кВт при принятых условиях расчета являются также экономически более выгодными для применения по сравнению с дизель-электрическими станциями.

На сегодняшний день в серийном производстве находятся ВДЭС малой мощности. Производством типовых ВДЭС занимаются компании НПО «Электросфера», «Сапсан-Энергия» и другие.

Производители ВЭУ большой и средней мощности поставляют программное обеспечение, рассчитанное на работу с программным обеспечением ведущих производителей ДЭС. Программное обеспечение АСУ ТП позволяет оптимизировать режимы работы ВЭУ и ДЭС в процессе параллельной работы и привести к минимизации затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии.

3.2 Параллельная работа ВЭУ с другими генераторами на базе ВИЭ

Имеются проекты комбинированных (гибридных) систем, использующих одновременно два или более вида ВИЭ, например, солнечную и ветровую энергию, в сочетании с традиционными энергоустановками, надежными аккумулирующими устройствами и теплонасосными установками, что в комплексе должно обеспечить бесперебойное снабжение потребителей теплом и электроэнергией, сглаживая сезонные и суточные колебания в поступлении, например, солнечной радиации или в периоды безветрия. Такое техническое решение также обеспечивает высокую надежность системы даже в случае отказа одного из генераторов ВИЭ.

В настоящее время в Национальном исследовательском центре «Курчатовский институт» ведется расчетно-экспериментальное обоснование концепции построения автономных гибридных солнечных и ветроэнергетических установок повышенной надежности [16]. В дальнейшем планируется разработать ряд гибридных энергоустановок для обеспечения устойчивым электропитанием объектов промышленно-бытового назначения с известным уровнем энергопотребления, расположенных в удалении от электросетей общего пользования.

Основными группами таких объектов могут быть телекоммуникационные комплексы, метеорологические станции, а также навигационные системы – светящиеся навигационные знаки и маяки, обеспечивающие безопасную круглогодичную навигацию на морях и крупных российских реках. Разрабатываемые установки должны обеспечить надежным электропитанием указанные объекты, работающие в автономном режиме без подключения к внешней электросети.

Предъявляемые требования к гибридной установке как к системе могут быть удовлетворены в процессе проектирования и сравнительного анализа различными комбинациями составных частей, каждая из которых имеет свой номенклатурный ряд, технические и стоимостные характеристики. Выбор оптимального состава и номенклатуры оборудования гибридных солнечных и ВЭУ является относительно сложной задачей оптимизации по определенным критериям.

Необходимо выбрать систему, оптимальную по стоимости, которая удовлетворяла бы предъявляемым требованиям по надежности и условиям функционирования.

При решении задачи сравнительного анализа предполагается, что условия функционирования для систем одинаковы. Решение задачи оптимизации сложной системы по определенным критериям состоит из последовательного решения ряда задач, например, разработка математической модели функционирования системы.

С помощью математической модели планируется, в частности, проводить:

- численное статистическое моделирование функционирования гибридной солнечной и ветроэнергетической установки в различных комбинациях ее составных подсистем;

- расчетную оптимизацию установки по различным целевым функциям на стадии проектирования.

Математическая модель функционирования системы может быть верифицирована натурными испытаниями макета гибридной солнечной и ветроэнергетической установки.

Структурная схема такой самой простой системы электроснабжения одиночного или группы потребителей представлена на рисунке 3.10. Работает такая система следующим образом: ВЭУ мощностью 0,1-5 кВт через блок управления заряжает аккумуляторную батарею, состоящую из любых, в том числе обычных свинцово-кислотных автомобильных аккумуляторов. Их может быть не один, а несколько. К блоку управления подключается нагрузка постоянного тока, в качестве которой могут быть любые низковольтные электроприборы.

Блок управления выполняет функции управляемого выпрямителя, контроллера заряда аккумуляторной батареи от перезаряда и глубокого разряда, а также защиту от токов короткого замыкания по цепи нагрузки постоянного и переменного токов. Для питания электроприборов переменного тока частотой 50 Гц, таких как холодильник,

телевизор, электрические лампочки и др., необходимо преобразовать постоянное напряжение аккумуляторной батареи в переменное. Для этих целей применяется инвертор.

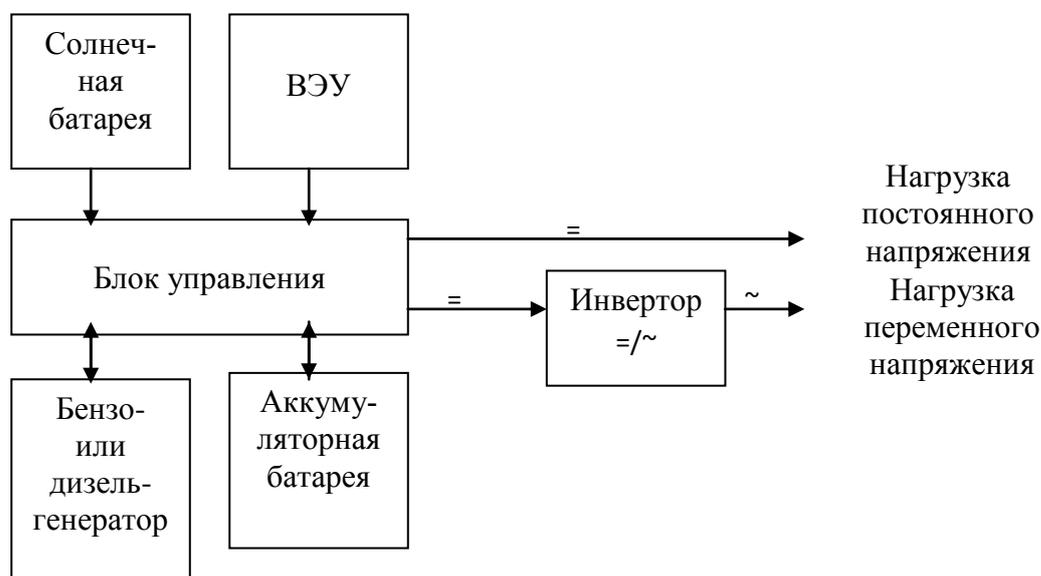


Рисунок 3.10 – Структурная схема системы электроснабжения одиночного или группы потребителей

В нашем случае выбор оптимального состава оборудования автономных комбинированных солнечных и ВЭУ осуществляется по показателю «цена-качество», где под качеством понимают степень соответствия совокупности присущих характеристик требованиям. Присущими характеристиками являются, например, период безотказного активного функционирования, электрическая мощность установки и ее стоимость, которые и являются, по сути, основными критериями при выборе в процессе разработки установки конкретной конфигурации ее структуры и исполнения составных частей.

Подбор ветрогенератора определяется электрической «нагрузкой» локально удаленного объекта. При этом следует учитывать, что не все оборудование включается одновременно. Кроме того, возможна неполная корреляция потребления и генерации электроэнергии в течение суток. Поэтому следует предусмотреть возможность аккумуляирования излишка генерируемой энергии в период снижения потребления и использования ее в период пиковых нагрузок.

Таким образом, минимальными исходными данными, необходимыми для выбора модификации ветрогенератора, являются: общее годовое количество электроэнергии, потребляемое объектом электро-

снабжения $W_{\text{потр}}$ и среднегодовая скорость ветра $v_{\text{сред}}$ в предполагаемом месте размещения ветроустановки. Для приближенной оценки годовой выработки $W_{\text{ВЭУ}}$, кВт·ч, можно воспользоваться формулой

$$W_{\text{ВЭУ}} = 0,0019 \xi_{\text{ср}} \rho S v_{\text{сред}}^3 \eta_{\text{Г}} T, \quad (3.1)$$

где T – расчетное число часов работы ветрогенератора в год; $\xi_{\text{ср}}$ – средний коэффициент использования энергии ветра; S – площадь, ометаемая ветроколесом; ρ – плотность воздуха; $\eta_{\text{Г}}$ – КПД генератора, $\eta_{\text{Г}} \approx 0,85$.

Для гарантированного обеспечения потребителей электроэнергией необходимо выполнение условия:

$$W_{\text{ВЭУ}} \geq W_{\text{потр}}. \quad (3.2)$$

Другим перспективным направлением является использование в энергосистемах ветровых электростанций совместно с гидравлическими и гидроаккумулирующими электростанциями. Такое сочетание – ВЭС с ГЭС и ГАЭС – позволяет решать проблему аккумулирования и равномерного использования вырабатываемой ВЭС энергии.

Эффект, получаемый при совместной работе парка ВЭУ и малых ГЭС сопоставимой мощности, имеет три составляющие.

Первая заключается в вытеснении мощности и выработки ГЭС в периоды с активным ветром.

Вторая состоит в аккумулировании в водохранилище сэкономленной воды и создании дополнительного энергopotенциала. Аккумулирование позволяет превратить неустойчивую и случайную во времени величину мощности ВЭС в обеспеченную водой гарантированную добавочную выработку ГЭС, а в случае установки дополнительных агрегатов – в дополнительную пиковую мощность ГЭС. Вытесненная энергия в виде запасенной воды может быть использована энергосистемой с большой степенью свободы.

Третья составляющая эффекта представляет собой ту часть выработки ВЭС, которая не вписалась в график электрической нагрузки ГЭС и может быть направлена для покрытия базовой части графика нагрузки энергосистемы и вытеснения из него выработки замыкающей электростанции на органическом топливе.

Таким образом, наличие вблизи ВЭС малых ГЭС с водохранилищами суточного, сезонного и многолетнего регулирования создает уникальную ситуацию, благоприятствующую крупномасштабному использованию энергии ветра.

3.3 Параллельная работа ВЭУ с энергосистемой

Различают три класса ветроэнергетических систем в зависимости от относительной мощности ветроэнергоустановок в полной мощности системы электроснабжения, к которой они подключены [33].

Класс А. Мощность ветроэлектрогенератора в энергосистеме является определяющей, т.е. $P \geq 5P_G$, где P – мощность ВЭУ; P_G – мощность других генераторов системы.

К этому классу ВЭУ в основном относятся отдельно стоящие одногенераторные ветроустановки, не подключенные к какой-либо энергосистеме. Они могут не иметь никаких других источников энергии или иметь, например, дополнительный ветрогенератор меньшего размера. Мощность таких ветроустановок, предназначенных для использования в отдельных районах в целях освещения, электропитания маяков, средств связи и т.п., не превышает 5 кВт. Если энергия таких ВЭУ используется более широко (например, для отопления), то их мощность может достигать 20 кВт. Эффективность работы ветроустановки и ее стоимость во многом зависят от правильности выбора системы управления генератором. При минимальном управлении генератором напряжение на его выходе (и частота в случае генератора переменного тока) будет нестабильным. Электроэнергию с такими параметрами можно применять в нагревательных элементах, а также в выпрямителях для последующего использования (рис. 3.11, а). Во многих случаях такие ветроустановки вполне удовлетворяют потребителей. Относительно небольшие потребности в электроэнергии со стабилизированными параметрами (например, 240 В и 50 Гц или 120 В и 60 Гц) можно удовлетворить специальными преобразователями, питаемыми от АБ. Преобразуемая таким способом энергия ограничивается лишь стоимостью АБ и преобразователей.

В некоторых случаях желательно стабилизировать частоту всей вырабатываемой генератором электроэнергии. Для этого существуют два совершенно различных способа.

1. Механическое управление лопастями ветроколеса с целью стабилизации частоты его вращения. В этом случае шаг лопастей ветроколеса при изменении скорости ветра изменяется так, что частота его вращения остается постоянной (рис. 3.11, б). Недостатком метода являются большие потери энергии ветрового потока, сложность и невысокая надежность.

2. Электрическое управление, при котором постоянство частоты вращения ветроколеса и генератора обеспечивается изменением электрической нагрузки на выходе генератора (рис. 3.11, в). При таком способе стабилизации частоты энергия ветра используется гораздо эффективнее, так как лопасти ветроколеса работают в оптимальном режиме. Применение современного электрического оборудования делает его также более дешевым и надежным по сравнению с механическим управлением.

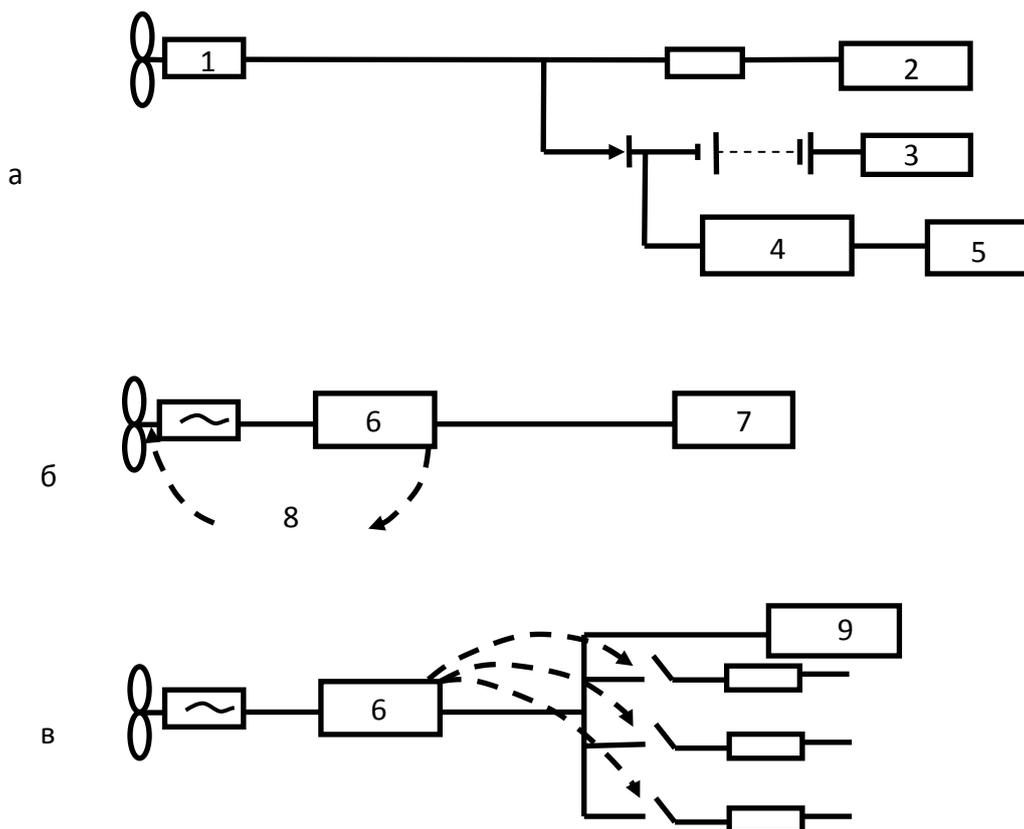


Рисунок 3.11– Возможные схемы согласования ветроустановки с потребителями: а – с нагревательным элементом; б – с механическим управлением частотой; в – с электрическим управлением частотой; 1 – нестабилизированное напряжение или частота; 2 – нагревательный элемент; 3 – аккумуляторные батареи; 4 – преобразователь постоянного напряжения в переменное (инвертор); 5 – стабилизированные напряжение и частота; 6 – регулятор; 7 – стабилизированный постоянный ток; 8 – обратная связь; 9 – приоритетная нагрузка

В автономных ВЭУ используются электрогенераторы разных типов. В небольших установках наиболее распространены многополюсные генераторы с постоянными магнитами. Генераторы постоянного тока могут иметь устройства для сглаживания пульсаций тока, а ток можно использовать для зарядки аккумуляторных батарей. Для генерации переменного тока можно применять синхронные генерато-

ры с нестабилизированными и стабилизированными параметрами на выходе. Асинхронные генераторы переменного тока могут быть как самовозбуждаемыми, так и со вспомогательным возбуждающим генератором.

Класс В. Мощность ветроэлектрогенератора – одного порядка с мощностью других генераторов системы, т.е. $P \approx P_G$.

Такая ситуация характерна для небольших энергосистем в отдаленных районах. Чаще всего другим генератором является дизельный электрогенератор. В этом случае использование ветрогенератора позволяет экономить дизельное топливо. Дизельный генератор может включаться только в безветрие и работать параллельно с ветрогенератором при слабом ветре.

В ветроустановках этого класса используются две различные схемы распределения вырабатываемой энергии, представленные на рисунке 3.12.

Одноканальная схема. В такой схеме (рис. 3.12, а), имеющей один выход (обычно трехфазный, бытовые потребители питаются от какой-то одной фазы), поддерживается стабилизированное напряжение определенной величины (в зависимости от потребителя). Круглосуточное снабжение электроэнергией без учета ее потребления требует длительной работы (как правило, не менее полусуток) дизельного генератора в периоды безветрия. Дизель или работает непрерывно (особенно для освещения), или выключается только при очень сильном ветре. На практике в такой схеме при сильном ветре иногда более 70% энергии ветрогенератора гасится на балластных сопротивлениях.

Многоканальная схема. Целью этой схемы (рис. 3.12, б) с несколькими выходами является максимально полное использование ветровой энергии. Это достигается снижением цены на электроэнергию для определенных потребителей в зависимости от ее качества.

При слабом ветре потребители дешевой электроэнергии, вырабатываемой ВЭУ, автоматически отключаются, уменьшая этим нагрузку на энергосистему. В такой системе частоту вращения ветроэлектрогенератора можно также регулировать одним из описанных выше способов, и тогда он также будет источником стабилизированной электроэнергии. В периоды безветрия электроэнергией снабжаются только потребители дорогой стабилизированной энергии, вырабатываемой дизельным электрогенератором. Преимуществом такой схемы распределения энергии является максимальное использование в любой момент времени энергии ветра.

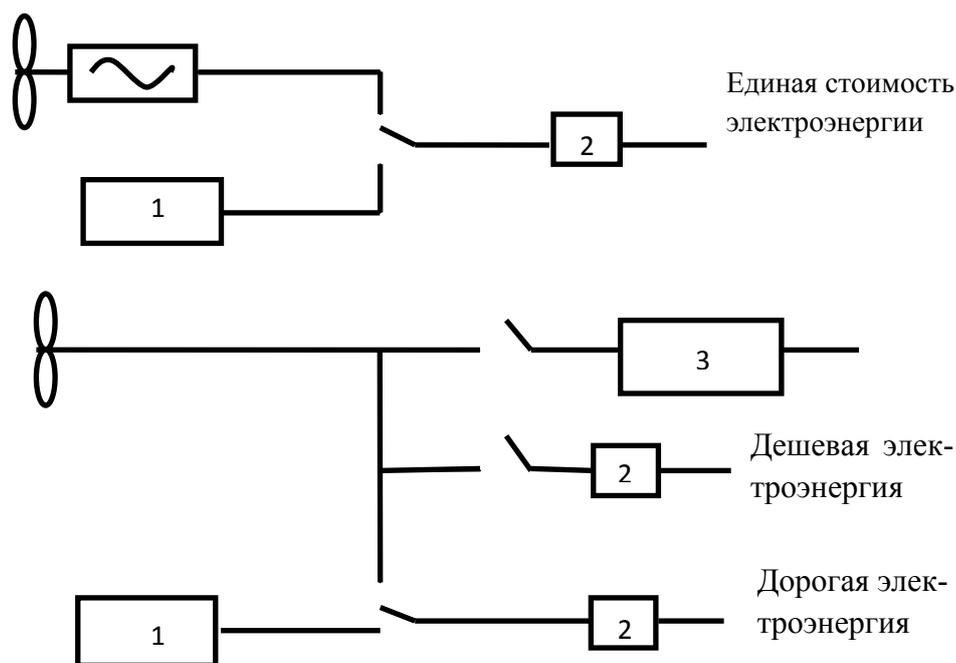


Рисунок 3.12 – Схемы согласования ветродизельной энергоустановки с потребителями: а – одноканальная; б – многоканальная; 1 – дизельный электрогенератор; 2 – счетчик; 3 – накопитель энергии

Класс С. Ветроэлектрогенератор подключен к энергосистеме, значительно более мощной, чем его собственная мощность, т.е. $5P \leq P_G$. Это наиболее распространенный случай работы ветроэлектрогенератора любой мощности в районах, где имеются коммунальные или другие энергосистемы большой мощности.

Энергия ВЭУ используется непосредственно, а ее излишки подаются в энергосистему. При слабом ветре и в безветрие потребители снабжаются электроэнергией от энергосистемы. Наиболее дешевым и, возможно, безопасным типом ветроэлектрогенератора в этом случае является асинхронный генератор переменного тока, подключенный непосредственно к энергосистеме.

Частота вращения ветроколеса может не более чем на 10 % превышать частоту, соответствующую номинальной частоте электросети. При слабом ветре, чтобы исключить работу ВЭУ в режиме электродвигателя, его отключают от сети. Необходимость стабилизации частоты вращения ветроколеса при прямом включении ветрогенератора в сеть не позволяет поддерживать постоянной быстроту вращения ветроколеса, т.е. снижает его КПД. Поэтому на небольших ветроэлектростанциях часто устанавливают две ВЭУ различной мощности, на-

пример 5 и 22 кВт, автоматически включающиеся соответственно при слабом и сильном ветре. Используются и другие приемы, позволяющие изменять частоту вырабатываемой генератором электроэнергии, а именно:

- увеличение числа полюсов генератора за счет перекоммутации его обмоток при падении частоты вращения ветроколеса [3];
- выпрямление переменного тока ВЭУ и затем преобразование его в переменный ток с заданными стабилизированными параметрами;
- увеличение допустимого отклонения частоты вращения ветроколеса от номинальной за счет включения активной нагрузки в обмотку асинхронного генератора.

По данным 2010 г. Всемирной ветроэнергетической ассоциации, себестоимость электроэнергии, производимой на системных ВЭУ, составила 76 евро/МВт·ч (при среднегодовой скорости ветра 7,5 м/с). Снижение себестоимости электроэнергии, производимой на системных ВЭУ, за 30 лет развития ветроэнергетики составило около 20 %, с прогнозом дальнейшего снижения до 43-50 евро/МВт·ч. Анализ основных форм поддержки генерирующих объектов на базе ВИЭ, используемых в странах с высокой долей ВЭС в ЭЭС, показал, что система фиксированных цен на электроэнергию ВЭС позволила добиться наибольшего прироста ветроэнергетических мощностей (Германия, Испания, Дания) по сравнению с системой квот/«зеленых сертификатов» и другими механизмами поддержки.

Увеличение доли ВЭС в общем объеме производства электроэнергии может создать целый ряд общесистемных проблем. Эти проблемы связаны с влиянием колебания графиков генерации ВЭС на режимы работы электроэнергетических систем, особенно при низких уровнях нагрузки, а также нехватке технических средств для максимально точного метеопрогнозирования, что позволило бы системным операторам оптимизировать влияние погодных условий на графики генерации и нагрузки.

Поэтому для обеспечения надежного и безопасного энергоснабжения необходимо решить следующие задачи интеграции ветровой генерации в работу ЭЭС:

- выполнить анализ влияния условий рынка электроэнергии на развитие ветровой энергетики в составе ЭЭС;
- выполнить анализ общесистемных проблем, связанных с подключением ВЭУ к сети ЭЭС;

– проанализировать основные требования к техническому подключению ВЭУ к сети и возможности современных ВЭУ в предоставлении системных услуг;

– сформулировать основные факторы, которые следует учитывать при выборе ВЭУ и разработке схем функционирования ВЭС, подключаемых к сети ЭЭС;

– сформулировать основные аспекты, которые необходимо учитывать при разработке новых методов планирования режимов ЭЭС при увеличении в ней доли ВЭС.

Применение ВЭС в энергосистеме определяется в конечном счете экономическими соображениями для двух направлений их использования.

Использование ВЭС как средства экономии топлива рассматривается в качестве главного направления их применения. При этом ВЭС подключается к сети в периоды, когда имеется ветер, в результате чего мощность, выдаваемая электростанциями, сжигающими топливо, может быть снижена. Для экономии топлива может быть использовано любое количество ВЭУ.

Участие ВЭС в покрытии базисной нагрузки возможно, если часть или вся их мощность выдается с высоким уровнем надежности. Использование ВЭС для покрытия базисной части графика нагрузки предполагает наличие большого количества ВЭУ, расположенных таким образом, чтобы извлечь выгоду из несинхронности изменения скоростей ветра на большой территории. Энергия, избыточная относительно базисной нагрузки, может быть использована для экономии топлива.

Проведенный анализ современного состояния ветроэнергетики в России показал, что, несмотря на то, что инвесторы готовы сделать миллиардные вложения в строительство ВЭС общей мощностью 6 ГВт в краткосрочной перспективе, развитие системных ВЭУ в России сдерживается рядом факторов:

– недостаточная законодательная база в области поддержки освоения ветроэнергетических ресурсов;

– недостаток информации о технологиях и возможностях их использования, необходимой для разработки эффективных схем функционирования ВЭС, подключенных к сети, в том числе в комбинации с другими генерирующими источниками электроэнергии и в сочетании с аккумуляторами энергии;

– недостаточное развитие сетевой инфраструктуры под новое расположение ВЭС;

– отсутствие развитой научно-методической базы обоснованного выбора площадок для строительства ВЭС, в т.ч. надежной базы исходных данных для оценки ресурсов ветровой энергетики по регионам;

– отсутствие обоснованной и гибкой, дифференцированной системы тарифов, способствующей развитию ветроэнергетики.

Можно выделить основные направления развития ветроэнергетики в Красноярском крае: 1) системная ветроэнергетика – работа групп ВЭУ в составе ЭЭС; 2) централизованная ветроэнергетика – теплоснабжение потребителей применительно для небольших городов и поселков; 3) автономная ветроэнергетика – изолированная работа ВЭУ для энергообеспечения децентрализованных потребителей.

Сегодня в России в работе находятся следующие системные ВЭС [34]:

– Калининградская ВЭС мощностью 5,1 МВт (Калининградская обл.), 20 ВЭУ единичной мощностью 225 кВт и одна ВЭУ мощностью 600 кВт, все датского производства (фирма Vestas, Дания);

– Воркутинская ВДЭС мощностью 1,5 МВт (г. Воркута) с 6 агрегатами УВЭ-250 российского производства;

– Камчатская ВДЭС (о. Беринга, п. Никольское) в составе 2 ВЭУ 250 кВт (фирма Micon, Дания);

– Тюпкельдинская ВЭС (г. Октябрьский, Башкирия) – 4x550 кВт (фирма Hanseatische AG, Германия);

– Ростовская ВЭС (г. Ростов) – 10x30 кВт (фирма HSW, Германия);

– Мурманская ВЭС (г. Мурманск) – 1x200 кВт (фирма Micon, Дания);

– Чукотская ВЭС (п. Анадырь) – 10x250 кВт (НПО «Ветроэн», Россия).

Установленная мощность всех системных ВЭС составляет 12,3 МВт. Себестоимость вырабатываемой на них электроэнергии изменяется в диапазоне 4,2-10,1 цент/кВт·ч.

Российский опыт эксплуатации ВЭС отечественной и зарубежной конструкции в режиме параллельной работы с сетями энергосистем показал, что ВЭС отечественной конструкции были по существу экспериментальными конструкциями, требующими доработки систем автоматического управления.

Лучшие результаты по данным эксплуатации за несколько лет имели ВЭС датских фирм Vestas и Micon. Затем следуют ветроагрегаты германской малоизвестной фирмы Hanseatische AG.

Для дальнейшего развития системной ветроэнергетики в России представляется целесообразным трансферт зарубежных передовых технологий (Германия, Дания), при котором наши предприятия в течение 2-3 лет могли бы освоить выпуск основных узлов и деталей при разумной кооперации с зарубежными фирмами. Для этого необходимо принять решение о строительстве мощных ветропарков (50-100 МВт) на площадках с соответствующими ветровыми условиями.

3.4 Выработка тепловой энергии ВЭУ

Представляется весьма перспективным в условиях Красноярского края использование ВЭУ для производства тепловой энергии в районах с привозным топливом, используемым для обогрева жилья и получения горячей воды [30]. Таковыми, в частности, являются северные районы края. Предпосылками для этого являются:

- среднемесячные скорости ветра практически по всей территории Красноярского края имеют явно выраженный максимум в зимний период, причем с увеличением среднегодовой скорости ветра увеличивается и разность минимальных летних скоростей и максимальных зимних;

- наибольшие среднегодовые (и зимние) скорости ветра характерны для районов Крайнего Севера Красноярского края, не имеющих в достаточном количестве своего топлива, а завоз из других районов весьма дорог;

- в зимний период, в связи с понижением температуры воздуха, его плотность повышается, что приводит к соответствующему увеличению кинетической энергии потока воздуха, набегающего на ветроколесо, и увеличению мощности агрегата;

- при использовании ВЭУ для теплоснабжения можно успешно бороться с основным недостатком ветровой энергии – непостоянством во времени. Кратковременные секундные и минутные изменения мощности ВЭУ сглаживаются за счет аккумулирующей способности систем теплоснабжения. Более продолжительные колебания (в течение десятков минут и нескольких часов) могут выравниваться за счет аккумулирующей способности отапливаемых зданий. Во время длительных затиший в работу могут включаться специальные аккумуля-

рующие устройства или источники тепла на органическом топливе;

– у большинства потребителей доля теплоснабжения в общем объеме энергопотребления весьма высока и порой достигает 70-90 %. Применение ветроустановок в этих условиях будет способствовать экономии дорогостоящего органического топлива;

– возможность аккумулирования энергии в виде горячей воды и нетребовательность электронагревательных установок к качеству электроэнергии.

Последнее обстоятельство особенно важно, так как позволяет использовать ветроагрегаты простейшей конструкции, а следовательно, и наиболее дешевые в изготовлении и эксплуатации.

Наличие в схеме энергоснабжения объектов ветродизельной и котельной установки позволяет сбрасывать некондиционную или избыточную электроэнергию от ВЭУ и выполнять роль демпферной нагрузки в системе регулирования генератора ВЭУ.

Развитие ветроэнергетики комплексного использования наиболее целесообразно из-за высокой стоимости топлива в Красноярском крае.

В связи с существенным несовпадением графиков выработки электроэнергии и ее потребления значительную часть электроэнергии невозможно аккумулировать из-за ограниченности емкости аккумуляторных батарей, и избыток электроэнергии в традиционных установках приходится сбрасывать на балластном сопротивлении.

Анализ показывает, что доля полезного использования теоретически выработанной автономной ВЭУ электроэнергии изменяется по территории Красноярского края от 20 до 60 %. Это означает, что в годовом разрезе 40-80 % выработанной ветроустановкой довольно дорогой электроэнергии вынужденно теряется на балластном сопротивлении, рассеиваясь в окружающую среду. При этом характерно явно выраженное сезонное изменение данного показателя. В зимние периоды времени величина неиспользуемой энергии существенно меньше, чем в летние месяцы, что обусловлено большей интенсивностью ветров в холодные периоды года [2].

Естественным представляется использование избытков вырабатываемой автономной ВЭУ электроэнергии для покрытия тепловых нагрузок потребителя. Ясно, что для этого ветроустановку необходимо снабдить эффективным аккумулятором тепла, утилизирующим избытки генерируемой энергии. Вместо балластного сопротивления ВЭУ должна быть снабжена тепловым аккумулятором, в который

встроен электронагреватель, преобразующий избытки вырабатываемой электроэнергии в тепло.

В этом случае принципиальная схема автономной ветроустановки должна принять вид, представленный на рисунке 3.13. Вместо балластного сопротивления установка должна быть снабжена тепловым аккумулятором, в который встроен электронагреватель, преобразующий избытки вырабатываемой электроэнергии в тепло. Тепловой аккумулятор может быть размещен непосредственно у потребителя, и тепло, аккумулированное в нем, может быть использовано для отопления и горячего водоснабжения с применением известных инженерных решений.

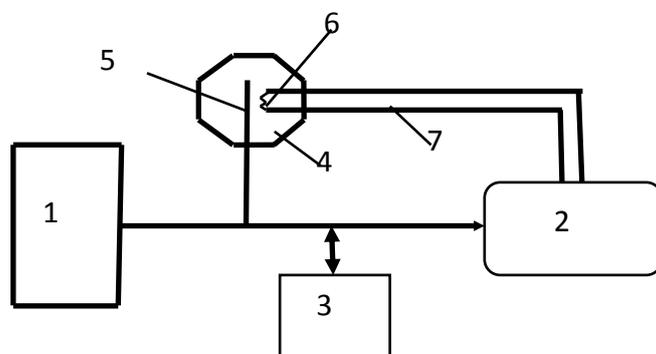


Рисунок 3.13 – Схема автономной ветроустановки с аккумулятором тепла:
1 – ветроустановка; 2 – потребитель; 3 – АБ; 4 – тепловой аккумулятор;
5 – электронагреватель; 6 – теплообменник; 7 – трубопроводы системы теплоснабжения

Основная проблема, стоящая на пути практической реализации предлагаемой схемы комбинированного электро- и теплоснабжения автономного потребителя, состоит в выборе конструкции самого теплового аккумулятора. В такой схеме энергоснабжения могут быть использованы водяные аккумуляторы, аккумуляторы тепла с теплоаккумулирующими материалами на фазовых переходах или твердофазные аккумуляторы.

По соображениям надежности, простоты обслуживания, технической готовности и технико-экономическим показателям наиболее привлекательными являются твердофазные аккумуляторы, в основе конструкции которых используются природные минералы, допускающие десятки тысяч циклов нагрева до температур 500-600 °С без изменения механических и прочностных свойств. При этом обеспечивается возможность создания достаточно компактных конструк-

ций, занимающих в несколько раз меньший объем, чем водяные аккумуляторы и фазопереходные аккумуляторы, при одинаковой интегральной тепловой емкости.

Следует иметь в виду, что при использовании ВЭУ для производства горячей воды или отопления жилья существенно снижаются требования к автоматике ВЭУ в части поддержания частоты вращения и уровня напряжения. Однако экономическая целесообразность разработки ВЭУ специально для указанных целей представляется сомнительной. Таким образом, спрос на ВЭУ для производства тепловой энергии следует считать дополнительным обоснованием объема спроса на ВЭУ (см. п. 2.6).

Идея использовать ветродвигатели на станциях Антарктиды для отопления жилых помещений возникла в НПО «Ветроэн» и была поддержана руководством Арктическо-Антарктического НИИ. До этого обеспечение станций электроэнергией осуществлялось дизель-электрическими установками.

Шесть ветроагрегатов АВЭУ 6-4 мощностью по 4 кВт были установлены на станции «Новолазаревская» и подключены для обогрева жилых домов. Это позволило поднять в них температуру с плюс 3°С до плюс 15°С. За первые три года работы в Антарктиде ветроагрегаты выработали 125 тыс. кВт·ч электроэнергии, сэкономя в том числе 25 т привозного дизельного топлива.

По мнению полярников, долю электроэнергии, вырабатываемой ветроагрегатами, можно наращивать до 50% от всей используемой энергии, а возможно и выше [34].

3.5 Основные потребители электроэнергии ВЭУ в России и требования к оборудованию

Потребителей электрической энергии от ВЭУ можно подразделить на две основные категории:

1. Потребители электрической энергии, получающие электрическую энергию от ВЭУ через энергосистему. ВЭУ работает параллельно с другими системными источниками электрической энергии (ГЭС, ГРЭС, ТЭЦ и др.).

2. Децентрализованные потребители электрической энергии, получающие электрическую энергию непосредственно от ВЭУ.

Два данных направления электроснабжения существенно отличаются по исполнению основного генерирующего оборудования и

схеме подключения. Также разными способами достигаются показатели качества электрической энергии от ВЭУ.

Использование ВЭУ для параллельной работы с энергосистемой. Анализ программы развития ветроэнергетики РАО «ЕЭС России» показал, что сооружение системных ВЭС могло бы быть особенно выгодно в 18 городах и регионах РФ.

Технически и экономически целесообразным и реальным для России является доведение к 2015-2018 гг. доли выработки электроэнергии ВЭС до 7-10 % (при 20-30 ГВт установленной мощности) в суммарном энергобалансе страны, с постепенным ее наращиванием по 2-3 ГВт/год.

Как известно, в настоящее время многими зарубежными фирмами освоено серийное производство ветроагрегатов единичной мощности 1000-2000 кВт и более. Почти 10-летний простой в разработке и освоении, в эксплуатации ветроагрегатов мегаваттного класса в нашей стране позволяет утверждать, что имеет место существенное отставание в разработке и производстве подобных ветроагрегатов в России.

Представляется целесообразным рассмотреть следующие направления проведения работ в этой области:

1. Изыскать необходимые средства по завершению создания, установке и проведению опытно-промышленной эксплуатации серийной установки «Радуга-1» на Калмыцкой ВЭС (см. ниже). По своим техническим решениям эта установка находится примерно на одинаковом уровне с зарубежными установками той же мощности.

По результатам опытно-промышленной эксплуатации можно будет принять решение об их серийном производстве на ОАО «Тушинский машиностроительный завод».

2. По ветроагрегатам мощностью 1 МВт и более целесообразно изучить возможность трансфера зарубежных технологий у лучших мировых производителей таких установок (например, «Enercon», «Nordwind» и др.) с организацией вначале сборочного их производства на одном из Российских предприятий (например, «Тушинский машиностроительный завод» или других предприятиях) и с последующим производством отдельных узлов, деталей и оборудования на российских предприятиях.

3. По ветроагрегатам мощностью 250 кВт НПО «Ветроэн» необходимо проанализировать опыт их практического применения на

ВЭС «Заполярная» и ВЭС «Анадырская», по результатам этого анализа принять решение об их дальнейшем тиражировании.

Указанием Министерства топлива и энергетики РСФСР от 16.04.1992 года № Д-50-14 положено начало строительства Калмыцкой сетевой ВЭС. Этим указанием предусматривалось осуществить строительство Калмыцкой ВЭС в два этапа:

- первый этап 10 МВт – в 1992-1994 гг.
- второй этап 12 МВт – до 2000 г.

При утверждении ТЭО Калмыцкой ВЭС в 1992 г. было принято решение Минтопэнерго России об установке первых ВЭУ «Радуга-1» на этой ВЭС. Мощность ВЭС была утверждена на 22 МВт с выработкой 42 млн кВт·ч/год. Строительство ВЭС на полную мощность должно было быть завершено в 2000 г. Первая опытная ВЭУ была смонтирована и сдана в наладку в декабре 1994 г. В июне 1995 г. состоялась её презентация, и началось ее опробование.

За время эксплуатации более четырех лет ВЭУ отработала около 2600 ч. Основные неполадки были связаны с АСУ, гидравликой, с агрегатом передачи мощности. Вторая опытная ВЭУ, почти смонтированная в 2000 г., до настоящего времени не сдана под наладку из-за отсутствия средств и необходимых специалистов.

Ввиду изменившейся экономической ситуацией в стране, структурной перестройки промышленности, приватизации, возникновения новых форм собственности, финансирование строительства Калмыцкой ВЭС в период 1992-1998 гг. осуществлялось за счет средств РАО «ЕЭС России» и собственных средств ОАО «Калмэнерго». Станция вырабатывает электрическую энергию в энергосистему для всех категорий потребителей электрической энергии.

Опыт работы на Калмыцкой ВЭС позволил определить уровень рентабельности строительства и эксплуатации ВЭУ, что является необходимой предпосылкой для дальнейшего развития ветроэнергетики как источника экологически чистой, возобновляемой энергии.

Калмыцкая ВЭС может стать одной из первых реальных отечественных, крупных ВЭС в России, работающих в составе энергосистемы. Ее ввод позволит изучить проблемы, возникающие при крупномасштабном внедрении ВЭС в энергосистему. ВЭС позволит создать новые рабочие места для населения. Конечная цель такова, чтобы полностью покрыть довольно небольшое электропотребление Республики Калмыкия за счет ветра.

Мурманская сетевая ВЭС была введена в эксплуатацию в 2001 г. Она оснащена ВЭУ «Wincon-200» мощностью 200 кВт, отработавшей в Дании 10 лет.

До недавнего времени эта ветроустановка была самой северной в Европе и первой частной ВЭУ (собственник ее ЗАО «Ветро Энерго»), производящей электроэнергию для отеля «Огни Мурманска» и для городской электрической сети.

За время опытной эксплуатации в течение года ВЭУ выработала 265 тыс. кВт·ч электроэнергии, т.е. на треть меньше, чем по расчетам. Одной из причин недовыработки явились неоднократные остановки ВЭУ из-за износа тормозных колодок. Другой причиной простоев ВЭУ было загустевание смазки при морозе ниже минус 20°C, когда ВЭУ останавливалась из-за отсутствия ветра, а также из-за замерзания управляющего контроллера и его жидкокристаллического дисплея. ВЭУ успешно функционирует и по сей день.

Проведенный анализ основных характеристик сетевых ВЭС показал:

- секундные колебания скорости ветра из-за естественной инерционности ВЭУ не могут вызвать значительных колебаний графика генерации ВЭУ (стандартное отклонение 0,1-0,5 % от номинальной мощности ВЭС);
- минутные колебания графика генерации ВЭУ происходят только при наличии одной ВЭУ, когда ветер отличается значительной порывистостью (стандартное отклонение 0,6-2,1 % от номинальной мощности ВЭС в зависимости от числа ВЭУ в составе ВЭС);
- колебания графика генерации ВЭС при изменениях скорости ветра часовой длительности могут варьироваться от 5 до 35 % от установленной мощности ВЭС в зависимости от рассматриваемого региона и сосредоточенности ВЭС; при этом они могут быть скомпенсированы в многоагрегатной системе, а также за счет расширения площади, занимаемой ВЭУ;
- наибольшие колебания графика генерации ВЭУ происходят в тех случаях, когда их нагрузка составляет 25-75 %;
- погрешность оценки ветровой генерации (стандартное отклонение от значения номинальной мощности) снижается при комбинации нескольких методов прогнозирования, например, численных методов метеопрогнозирования (на 48 ч вперед) и замеров в реальном времени с помощью SCADA (на несколько часов вперед);

- современные методы прогнозирования позволяют добиться следующей погрешности оценки (среднеквадратическая погрешность (% от номинальной мощности ВЭС)):

- 10-20 % – при прогнозирования на сутки вперед для одной ВЭС;

- 10 % – при прогнозирования на сутки вперед для группы ВЭС;

- 5 % – при прогнозирования на 4 ч вперед для группы ВЭС.

Интеграция ветровой генерации в энергосистему представляется наиболее перспективной на Кольском полуострове. Успешному развитию здесь системной ветроэнергетики могут способствовать: высокий потенциал ветра; благоприятное сочетание годового хода ветра и годового стока рек, при котором ветер и гидроэнергия удачно дополняют друг друга; наличие в составе Кольской энергосистемы 17 ГЭС суммарной установленной мощностью более 1,5 млн кВт. ГЭС могут сгладить неравномерность поступления в систему энергии от ВЭУ, облегчить увязку режимов совместной работы многоагрегатных ВЭС с энергосистемой и получить значительный выигрыш в виде дополнительной гарантированной мощности и выработки энергии.

В Архангельской области масштабы развития системной энергетики также могут быть значительными. Однако нужно иметь в виду, что здесь прибрежные районы Белого и Баренцева морей с наиболее высоким потенциалом ветра удалены от центра электрических нагрузок (г. Архангельска и Северодвинска) на расстояние 300-500 км. Это значит, что освоение ветроэнергоресурсов связано со значительными капитальными вложениями в строительство линий электропередачи высокого напряжения. Кроме того, в Архангельской области нет ни одной гидроэлектростанции. А использование ветровой энергии требует наличия в энергосистеме соответствующих маневренных мощностей, способных сгладить неравномерность поступления энергии от ВЭУ. Очевидно, что развитие ветроэнергетики потребует сооружения пиковых и полупиковых тепловых электростанций, например газотурбинных.

Поэтому целесообразно на начальном этапе развития ветроэнергетики в Архангельской области приоритет отдать не системным ВЭУ, а ВЭУ, работающим в составе локальной (автономной) сети.

ВЭУ для автономного электроснабжения. В северных регионах России имеется большое количество удаленных децентрализованных населенных пунктов: отдельных поселков и сел, пограничных застав, объектов Северного флота и др., электроснабжение которых осуществляется от местных дизельных электростанций. Все перечис-

ленные потребители сталкиваются с большими трудностями в топливоснабжении. Из-за удаленности и плохих транспортных связей затраты на топливо возрастают на 50-80 %, а в труднодоступных районах – до 200 % и более. Участие ВЭУ может способствовать замещению до 30-50 %, а в наиболее ветреных районах до 60-70 % дефицитного органического топлива.

Положительным примером электроснабжения северных населенных пунктов следует отметить ВЭУ в районе поселка Тикси республики Саха (Якутия), где ВЭУ работает на электроснабжение децентрализованного поселка уже более 6 лет. ВЭУ, работающая параллельно с дизельными генераторами, осуществляет электроснабжение бытовых потребителей 3 категории.

На территории России также имеется множество малых ВЭУ, работающих параллельно с дизельным генератором или другими источниками энергии. Таких ВЭУ много в западной части России, в основном они используются частными лицами.

Малые ветродизельные системы используются также для электроснабжения станций сотовой связи. На острове Большой Климецкий Республики Карелия расположена вышка сотовой связи «МТС», получающая электроснабжение от ветрогенератора «Бриз», работающего параллельно с дизельной установкой. В Красноярском крае в районе кафе «Тайга» расположена станция сотовой связи, также получающая электроэнергию от ветродизельной установки на основе ВЭУ «Бриз».

К сожалению, из-за непостоянства ветрового потока возникают проблемы с достижением надлежащего качества электрической энергии, вырабатываемой ВЭУ. Требования к ВЭУ регламентированы ГОСТ Р 51991-2002 «Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования» устанавливает единые требования к ветроэнергетическим установкам различной мощности и назначения. К основным относятся:

- требования к электрическим параметрам и режимам;
- требования стойкости к внешним воздействиям и живучести;
- требования эргономики и технической эстетики;
- требования технического обслуживания и ремонта;
- требования надежности;
- требования экономного использования сырья, материалов, топлива и трудовых ресурсов;
- требования безопасности;

– требования охраны природы.

Для ВЭУ, входящих в состав ВЭС и работающих в автономном режиме (мощностью свыше 5 кВт), основные характеристики должны находиться в соответствии с ГОСТ Р 51991-2002:

– установившееся отклонение частоты тока при работе на нагрузку в рабочем диапазоне скоростей ветра и изменении нагрузки от холостого хода до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ, не должно быть более (\pm)3 %; переходное отклонение частоты тока не более (\pm)10 %;

– установившееся отклонение напряжения на выходных клеммах ВЭУ в рабочем диапазоне скорости ветра при снижении и увеличении нагрузки от холостого хода до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ при соответствующей скорости ветра, не должно быть более (\pm) 8 %; переходное отклонение напряжения на выходе ВЭУ в рабочем диапазоне скорости ветра при снижении и увеличении нагрузки до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ при соответствующей скорости ветра, не должно быть более (\pm) 20 % номинального значения;

– коэффициент несинусоидальности кривой выходного напряжения, коэффициент несинусоидальности кривой тока в линии ВЭС-электрическая сеть и другие характеристики должны находиться в соответствии с ГОСТ Р 51991-2002.

Определяющим критерием при выборе дизельного генератора является суммарная максимальная мощность всех потребителей электроэнергии, которые будут запитываться от ДЭС.

В режиме постоянной работы рекомендуемая производителем нагрузка не должна превышать 60-80 % мощности ДЭС из соображений достижения максимального срока службы.

Основной технической характеристикой ДГ является удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии.

С помощью АБ решаются следующие задачи:

– выравнивание пульсирующей мощности, которую вырабатывает ВЭУ в условиях постоянно меняющейся скорости ветра;

– согласование графиков производства и потребления энергии с целью питания потребителей в периоды, когда ВЭУ не работает или ее мощности не достаточно;

– снабжение объекта электроэнергией по заданному графику;

– увеличение суммарной выработки энергии ВЭУ;

– повышение эффективности использования энергии ветра.

Для реализации большинства задач применяют, как правило, электрохимические аккумулирующие устройства. Они рассчитаны на использование в периоды достаточно длительных спадов скоростей ветра.

При решении вопросов, связанных с выбором АБ, должны приниматься во внимание наиболее важные показатели качества АБ: диапазон рабочих температур, допустимый ток заряда и разряда, емкость, напряжение, габариты, вес, стоимость, допустимая глубина разряда, срок службы, КПД.

Требуемая емкость аккумулятора зависит от типа и характеристик ветроагрегата, режимов ветра, условий и схемы использования ВЭУ; мощности нагрузки и структуры потребителя.

В ветроустановках нашли широкое применение электрохимические аккумуляторы Gel и AGM, так как у них больше циклов заряд – разряд по сравнению со свинцово-кислотными аккумуляторами общего назначения.

При зарядке обычных аккумуляторов 15-20 % энергии теряется на теплообразование, для гелевых потери составляют 10-16 %, а для AGM аккумуляторов всего 4 %.

Указанные выше меры позволяют достичь уровня качества электрической энергии, достаточного для удовлетворения существующих потребителей.

3.6 Требования и методические подходы при проектировании и сооружении ветроэлектростанций

Современные ветроэлектростанции являются технически и экологически сложными энергетическими объектами. Правильный подход в вопросах проектирования и проведении строительно-монтажных работ может существенно сказаться на надежности функционирования ВЭУ в период эксплуатации. В состав сооружений ВЭС, как правило, входят: ветроустановки – одна или несколько (количество и тип определяются в проекте); метеорологические мачты с метеорологическим оборудованием; объекты выдачи мощности; здания и сооружения, в том числе подъездные дороги к ВЭУ.

Исходными данными для проектирования ВЭС являются [8]:

- данные о рельефе предполагаемой площадки размещения ВЭС и примыкающей местности;
- ветровые и климатические особенности площадки размещения;

- геологическое строение площадки размещения;
- состав, состояние, физико-механические и электрические свойства грунтов;
- сейсмичность;
- гидрогеологические условия;
- геодинамические и инженерно-геологические процессы взаимодействия объектов строительства с геологической средой и прогноз их возможного изменения в процессе строительства и эксплуатации;
- специфические требования к качеству и количеству вырабатываемой электроэнергии;
- требования, накладываемые электрической сетью (для ВЭС, подключаемой к сети) или потребителем;
- требования, связанные с прохождением электромагнитных сигналов;
- требования, связанные с визуальными и шумовыми эффектами;
- требования природоохранных мероприятий;
- требования, накладываемые движением воздушных и морских судов;
- основные экономические характеристики проектируемого объекта, в том числе ожидаемые затраты, срок окупаемости, чистый дисконтируемый доход, индекс доходности.

Проектные, изыскательские и монтажные работы должна производить компания, имеющая большой опыт внедрения инновационного оборудования, в том числе и зарубежного производства. В данном направлении наибольший интерес представляет компания ООО «ПМК-Сибири» (www.pmk-s.ru). Предпочтение рекомендуется отдать данной компании по следующим причинам:

- компания имеет 5-летний опыт проектно-монтажной деятельности в географических и климатических условиях Сибири;
- наличие у компании собственной лаборатории для проведения изыскательских работ;
- наличие опыта работы с зарубежными партнерами;
- возможность проведения «под ключ» проектных работ и монтажа оборудования одной компанией.

Оборудование для ВЭС, в отношении которого законодательными актами РФ предусмотрена обязательная сертификация, должно иметь экспертные заключения и сертификаты соответствия.

На стадии инициации проекта строительства ВЭС, в соответствии со сложившейся в мире практикой, выполняют оценку возможных объемов выработки и потребления электроэнергии (тепловой энергии) в регионе, а также определяют долгосрочные перспективы сбыта энергии, выработанной ВЭС. На этом этапе должен быть осуществлен сбор метеорологических данных (минимум на двух альтернативных площадках), а также выполнены инженерные изыскания на предполагаемой площадке строительства. Обязательным видом работ, предшествующих этапу проектирования, является оценка воздействия будущей ВЭС на окружающую среду. На этом этапе выполняют все необходимые расчеты для определения основных технических характеристик объекта, соответствующих требованиям заказчика, и осуществляют предварительную привязку ВЭС к местности, намечают схему размещения ветровых установок на площадках. На основании предварительных решений определяют прогнозируемый объем годовой выработки энергии, предполагаемые эксплуатационные и капитальные затраты на строительство, рассчитывают стоимость 1 кВт·ч, объем инвестиций, период окупаемости, а также устанавливают условия подключения к сети (для ВЭС сетевого назначения), уточняют технические требования к оборудованию ВЭС.

При выполнении экономического обоснования ВЭС любого назначения необходимо принимать во внимание: а) режимы использования ВЭС; б) сезонное распределение выработки электроэнергии; в) разрывы между установленной и располагаемой мощностью в различные сезоны года; г) возможное резервирование энергии и мощности; д) единичные мощности ветроагрегатов; е) схему и структуру выдачи мощности ВЭС. При экономическом обосновании необходимо учитывать все виды затрат, связанные с созданием и эксплуатацией ВЭС на основе рассмотрения альтернативных вариантов.

При оценке эффективности ВЭС и выборе ее основных параметров должна быть выполнена оценка:

- общественной эффективности капитальных вложений в сравнении с альтернативным способом покрытия спроса;
- коммерческой эффективности с оценкой коммерческой нормы прибыли.

Выбор оптимального варианта технического решения ВЭС является неформальной многоэтапной процедурой. Оптимизация осуществляется на основе одновременного учета многих взаимосвязанных факторов [9]. Методика выполнения вариантных расчетов (по-

этапный отбор на основе одного наиболее значимого фактора или одновременного их учета) определяется в каждом конкретном случае исходя из специфики, масштабов и целей проекта создания ВЭС, наличия и качества исходной информации.

Расчеты экономических показателей вариантов проектных решений ВЭС базируются на следующих принципах:

- сопоставление экономических потоков расходов и доходов по проекту;
- выражение в сопоставимых ценах и разнесение по годам периода жизни ВЭС всех видов расходов и доходов (или их приростов) с заданным горизонтом рассмотрения;
- пересчет из фактических стоимостей в дисконтированные стоимости;
- расчет показателей сравнительной эффективности вариантов.

Как правило, на предварительных стадиях исследований для выбора варианта технического решения используются простые (недисконтированные) показатели:

- удельные капиталовложения (на кВт, на кВт·ч);
- простая (текущая) рентабельность капитальных вложений, рассчитываемая по валовой прибыли (валовой доход минус производственные издержки без амортизации);
- простой (недисконтированный) срок окупаемости капиталовложений как величина, обратная предыдущей.

Величина капитальных затрат определяется стоимостью оборудования и сооружений ВЭС; зданий ВЭС с электротехническим оборудованием; всех видов мероприятий по обустройству площадки, а также компенсаций за изымаемые из оборота земли; сопутствующих затрат в создание инфраструктуры проекта. Доходы от проекта в энергетике оцениваются суммой затрат в альтернативном варианте организации электроснабжения, включая капитальные вложения в заменяемые мощности дизельной электростанции, постоянные издержки по ДЭС, затраты на топливо и др. Совокупные выгоды от проекта могут включать оценку эффектов для других участников энергетического комплекса.

Расчет величины выработки электроэнергии в мировой практике реализации проектов ВЭС осуществляется на основе [22].

Установленная мощность ВЭС (суммарная номинальная мощность ветровых установок электростанции) является основным энер-

гетическим показателем и зависит от других параметров. Поэтому установленная мощность назначается, выбирается или уточняется на всех этапах анализа. При обосновании установленной мощности ВЭС производится выбор основного электросилового оборудования станции. При этом варьируются: число ветроустановок и мощность отдельных ветроустановок, тип ветроагрегата, диаметр ветроколеса, частота вращения и мощность генератора при безусловном соответствии прочностных характеристик силовым, электрическим нагрузкам и климатическим факторам площадки размещения ВЭС.

Суммарная установленная мощность ВЭС должна быть больше или равна расчетной нагрузке с учетом нагрузки собственных нужд ветроэлектростанции и потерь мощности в электрических и тепловых сетях. В процессе проектирования эти параметры принимаются на основе предварительной информации, по номенклатуре, по аналогии с действующими или ранее проектировавшимися ВЭС с близкими значениями ветроэнергетических характеристик площадок и мощности. На завершающем этапе параметры уточняются в небольших пределах после получения окончательных данных от поставщиков.

По указанным расчетам выбирается силовое оборудование и определяется оптимум установленной мощности ВЭС и отдельных ВЭУ. При этом подлежат учету ограничения разного рода – по возможному числу размещения ветроустановок на площадке, по их единичной мощности, по условиям транспортировки, монтажа оборудования и др. Ветроагрегат, его вспомогательные системы и оборудование, система автоматического управления должны обеспечить надежную работу ВЭУ и ВЭС в целом во всех проектных режимах без вмешательства дежурного персонала. Электротехническое оборудование должно иметь параметры и характеристики, обеспечивающие выдачу электроэнергии потребителю или в энергосистему во всех нормальных и экстремальных режимах, предусмотренных проектом.

В мировой практике параметры, характеризующие надежность ветроагрегата и прочего оборудования: количество пусков в год, средний срок службы, средний ресурс между капитальными ремонтами, средняя наработка на отказ, коэффициент технической готовности задаются в соответствии с [15], их проектные величины должны быть не менее достигнутых на момент ввода оборудования в работу.

ВЭУ проектируется в соответствии с требованиями [15], а конкретный класс применяемой ветроустановки определяется в проекте на основе климатических факторов, рабочих интервалов скоростей и

параметров турбулентности набегающего воздушного потока на площадке размещения. Если эффективная работа ВЭУ и ВЭС в целом при заданных внешних условиях может быть обеспечена ветроагрегатами нескольких различных видов конструкций, окончательный выбор рекомендуется производить на основе комплексного критерия эффективности [9]. Для ВЭУ, входящих в состав ВЭС и работающих в автономном режиме (мощностью свыше 5 кВт), основные характеристики должны находиться в соответствии с [15]:

– установившимся отклонением частоты тока при работе на нагрузку в рабочем диапазоне скоростей ветра и изменении нагрузки от холостого хода до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ, которое не должно быть более $(\pm)3\%$, а переходное отклонение частоты тока не более $(\pm)10\%$;

– установившимся отклонением напряжения на выходных клеммах ВЭУ в рабочем диапазоне скорости ветра при снижении и увеличении нагрузки от холостого хода до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ при соответствующей скорости ветра, которое не должно быть более $(\pm)8\%$, а переходное отклонение напряжения на выходе ВЭУ в рабочем диапазоне скорости ветра при снижении и увеличении нагрузки до мощности, удовлетворяющей расчетной характеристике ВЭУ при соответствующей скорости ветра, не должно быть более $(\pm)20\%$ номинального значения.

Для ВЭУ, входящих в состав ВЭС и работающих в автономном режиме, коэффициент несинусоидальности кривой выходного напряжения, коэффициент несинусоидальности кривой тока в линии ВЭС – электрическая сеть и другие характеристики должны находиться в соответствии с [15].

3.7 Экологические, этнические и социально-экономические аспекты развития ветроэнергетики на территории Красноярского края

Возобновляемым источникам энергии на базе ВЭУ на территории Красноярского края присущи следующие новые возможности:

– обеспечение энергией децентрализованных потребителей, а также отдаленных регионов с сезонным завозом топлива;

– замещение невозобновляемых энергетических ресурсов (уголь, нефть, газ), особенно в регионах с их дефицитом;

– использование в качестве резервных источников энергии при авариях в системе централизованного энергоснабжения, что особенно важно в форс-мажорных условиях, а также для особо ответственных потребителей энергии;

– комплексное применение инфраструктуры возобновляемых энергоисточников для социально-бытовых, рекреационных и производственных нужд других отраслей и сфер деятельности населения;

– сохранение естественного природного потенциала региона из-за сокращения совокупных вредных выбросов в окружающую среду;

– создание новых рабочих мест и увеличение экономического потенциала регионов;

– повышение образовательного и культурного уровня населения и его коммуникационного потенциала в зонах действия ВИЭ;

– стоимость ВЭУ и стоимость ее электроэнергии становятся весьма конкурентоспособными.

Принятие решений по сооружению ветроэлектростанций должно основываться на объективной методике оценки их эффективности, комплексно учитывающей все новые возможности ВИЭ, а также всю совокупность влияющих факторов внешнего окружения.

В существующей нормативно-правовой и методической базе отсутствуют или недостаточно проработаны требования к малой энергетике, децентрализованным системам электроснабжения, основанным на использовании автономных установок, в том числе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. В силу малой энергетической плотности возобновляемых энергоресурсов и их крайней изменчивости стоимость производимой электроэнергии с их использованием в настоящее время обычно превышает тариф на электроэнергию, полученную традиционными способами. Поэтому конкурентоспособной областью нетрадиционной энергетики является малая энергетика, особенно в децентрализованных системах электроснабжения потребителей, находящихся в отдаленных, труднодоступных местах [4].

Естественным ограничением для выбора площадок ВЭС являются пути миграции птиц и близость жилья. Но практикой уже доказано, что если придерживаться правила располагать крупные ВЭС на расстоянии более 250 м от жилого дома, то шум от ВЭУ не будет превышать обычных бытовых шумов.

Неоспоримое преимущество ветроэнергетики – отсутствие эмиссии парниковых газов. По данным EWEA, каждый млн кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой на ВЭУ, по сравнению с угольными станциями предотвращает выбросы углекислого газа – 600-750 т, двуокиси серы – 5-8 т, окислов азота – 3-6 т, золы – 40-70 т, пыли – 270-470 кг.

Для эффективной организации децентрализованного электроснабжения с использованием возобновляемых энергоресурсов актуальны следующие вопросы:

- разработка критериев экономической эффективности эксплуатации децентрализованных систем электроснабжения;
- анализ социальных и экологических аспектов использования возобновляемых энергоресурсов для децентрализованного электроснабжения объекта;
- анализ возможных организационно-правовых форм функционирования энергетического бизнеса в децентрализованных зонах энергообеспечения потребителей.

В качестве социально-экологических критериев эффективности применения ВЭУ в составе ветродизельных комплексов принимаются следующие:

- потенциальная угроза жизни людей;
- наличие топливной составляющей;
- отчуждение земли;
- влияние на птиц и животных;
- акустическое воздействие и вибрация;
- электромагнитное излучение.

Так как количественная оценка социально-экологических критериев крайне затруднительна, а подчас и невозможна, то при анализе производится только их качественная оценка, которая может служить в качестве дополнительного критерия при выборе наиболее рационального варианта электроснабжения автономного объекта.

Исходными данными для определения критериев является кадастр возобновляемых источников рассматриваемого региона, технические и экономические показатели комплектующих и оборудования, выпускаемого российскими и зарубежными предприятиями.

Влияние на среду обитания человека зависит от вида ВИЭ. Рассмотрим технологию ветровой энергетики. Основным отрицательным воздействием на среду обитания человека является аэродинамический шум и угроза гибели птиц. В ранних конструкциях ветроустано-

вок в частотном спектре шума возникали так называемые инфразвуковые колебания (3-15 Гц), отрицательно влияющие на живые организмы. Проблема преодолена еще в 80-х годах прошлого века путем выбора соответствующего профиля лопасти ротора ветроустановки и скорости его вращения [10].

Сравнительные данные по звуку приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Уровень шума и от различных устройств, дБ

Взлет реактивного самолета	140-120
Пневматический перфоратор	100
Механическая обработка деталей	100
Шум у основания башни мощных ветроустановок	95-100
То же, на расстоянии 200 м	40-45
Газонокосилка	90
Стереомузыка	90
Движение автомобилей на автостраде	70-80
Офис	60
Столовая	50
Работа холодильника	40
Ночной шум города	30
Шепот	20
Листопад	10

Как видно из приведенных данных, шум от ВЭУ на расстоянии 200 м равен шуму холодильника на кухне.

Угроза гибели перелетных птиц от столкновения с ветроустановками существует, но она устраняется, если площадки для ветростанций будут выбираться в стороне от миграции перелетных птиц с учетом мнения орнитологов. Кстати, их экспертиза является обязательной для ветроэлектростанций во всем мире. Уместно сослаться на вывод исследования, проведенного американскими учеными по заказу Американской ветроэнергетической ассоциации: как бы интенсивно ни развивалась ветроэнергетика в будущем, гибель птиц от ветроустановок не превысит 1 % от числа гибели птиц в результате человеческой деятельности: охота, домашние кошки, пестициды, ЛЭП, высотные здания, движение автомобилей по автострадам. Результаты оценки приведены в таблице 3.4. Можно добавить, что на

газовых факелах – пока неизбежных спутниках добычи нефти, в год в мире погибают еще миллионы птиц. Негативное влияние на людей ВЭУ мелькающими бликами в солнечную погоду легко устранимо техническими средствами.

Таблица 3.4 – Гибель птиц от разных причин в США

Причина гибели	Число гибнущих птиц в год
Домашние кошки	1 млрд
Высотные здания	От 100 млн до 1 млрд
Охотники	100 млн
Автомобили	От 60 до 80 млн
Коммуникационные башни	От 10 до 40 млн
Пестициды	67 млн
ЛЭП	От 10 тыс. до 174 млн

Влияние ВЭС на ландшафт является экологическим вопросом, по которому легко может возникнуть полемика. Маловероятно, что мощные ВЭУ при большом их количестве в ветропарке можно разместить так, чтобы избежать создания отрицательного визуального эффекта.

Поэтому желательно изыскивать возможность располагать ВЭУ на рассредоточенных площадях, где возможно ослабление их отрицательного визуального воздействия. Но самое рациональное размещение ВЭУ в отношении местного распределения скоростей ветра может быть не лучшим с эстетических позиций.

Создание гармоничного цветового фона может до некоторой степени улучшить положение. Поэтому зарубежные энергокомпании в ряде случаев используют систему окраски, декоративные растения, простую изгородь и панели для того, чтобы замаскировать основания мачт линий электропередачи и трансформаторных подстанций, и это дает положительный результат.

Имеется единодушное мнение, что трубчатая башня ВЭУ будет иметь более приятный внешний вид, чем стальная ферма.

ВЭУ не загрязняют ни воздух, ни воду, ни землю и не производят опасных отходов. Они не истощают природные ресурсы и не являются причиной загрязнения природы, имеющего место при добыче, переработке и транспортировке топлива. Свободная от загрязнений возобновляемая энергия ветра может снизить ущерб окружающей

среде, наносимый топливной энергетикой в России и во всех странах мира. Диоксид серы и окислы азота вызывают кислотные дожди, которые наносят вред всему живому. Кислотные дожди приводят к коррозии зданий, мостов и других сооружений. Окислы азота (которые образуются при сгорании природного газа) являются первичным компонентом для образования смога. Особое беспокойство вызывает влияние традиционной топливной энергетике на здоровье. В настоящее время воздух с вредными веществами (топливная энергетика остается главным из стационарных источников загрязнения воздуха в городах) оказывает основное влияние на заболевание астмой у детей в промышленно развитых и развивающихся странах. Токсичные тяжелые металлы, всегда присутствующие в выбросах от сжигания угля, мазута и дизельного топлива, неизбежно включаются в экологические цепочки и оказываются в продуктах питания.

Это негативное влияние топливной энергетике в странах Европейского союза породило предложения к включению дополнительной надбавки «socialcost» (социальная стоимость или «внешние затраты») в тариф на электроэнергию от топливной энергетике. Эти дополнительные средства идут на компенсацию ущерба, причиняемого топливной энергетикой здоровью людей и имуществу, и по предварительным расчетам могут составлять от 1,5 до 4 центов США за кВт·ч. Разумеется, что электроэнергия, выработанная на базе ВИЭ, свободна от этого налога. Как показывают последние исследования, только у инновационной энергетике на базе ВИЭ при условии, что она станет интеллектуальной и адаптивной, в ближайшие годы появится реальная, исторически уникальная возможность сыграть одну из ключевых ролей в обеспечении энергетических потребностей и экологической безопасности нашей страны. В итоге возрастает эффективность использования энергии потребителями, снижаются потери энергии при транспортировке, в преобразователях и стоимость энергоснабжения.

Так, в России на Кольском полуострове планируется реализация масштабного проекта экологической системы электроснабжения по выработке электроэнергии с использованием ВЭУ. Место размещения проекта перспективно, так как на берегу Баренцева моря среднегодовая скорость ветра составляет 7-9 м/с, что почти в два раза больше, чем в Дании, где ВЭУ поставляют четвертую часть всей потребляемой электроэнергии.

В Красноярском крае имеются обширные районы, где по экономическим, экологическим и социальным условиям целесообразно приоритетное развитие возобновляемой энергетики, в том числе ветроэнергетики. К ним относятся:

– зоны децентрализованного энергоснабжения с низкой плотностью населения, в первую очередь районы Крайнего Севера и приравненные к ним территории;

– зоны централизованного энергоснабжения с большим дефицитом мощности и значительными материальными потерями из-за частых отключений потребителей энергии;

– города и места массового отдыха и лечения населения со сложной экологической обстановкой, что обусловлено вредными выбросами в атмосферу от промышленных и городских котельных, работающих на ископаемом топливе;

– зоны с проблемами обеспечения энергией индивидуального жилья, фермерских хозяйств, место сезонной работы, садово-огородных участков.

Широкое использование ВИЭ соответствует высшим приоритетам и задачам энергетической стратегии России.

К примеру, во многом энергетическая безопасность формируется на региональном уровне. Степень обеспеченности регионов собственными топливно-энергетическими ресурсами является одним из основных показателей восприимчивости регионов к угрозам энергетической безопасности [6]. Освоение и использование возобновляемых энергетических ресурсов (ветровая, солнечная энергия, энергия малых рек и биомассы) позволят ряд регионов Красноярского края перевести на энергообеспечение за счет ВИЭ, обеспечив их энергетическую независимость.

Северные территории Красноярского края сегодня – зона широкомасштабных социально-экономических (ресурсодобывающая деятельность) и социально-культурных трансформаций, которые неминуемо изменяют условия существования коренных малочисленных народов Севера (КМНС), проживающих на этих территориях. Это касается условий проживания, ценностных установок, способов трансляции национальной культуры, сохранения этнической идентичности, памятников культуры. Мировой исторический опыт говорит о том, что северные народы уязвимы перед лицом технической цивилизации.

Экологическая чистота ветроэнергетики является бесспорной для коренных малочисленных народов севера.

3.8 Технология монтажа и управление безопасностью при эксплуатации ВЭУ

До начала монтажа ВЭУ должны быть выполнены следующие строительные и подготовительные работы:

1. Фундамент под башню ВЭУ и гидроподъемник полностью законченный и принятый под монтаж от строительной организации по акту.

2. Основное и вспомогательное оборудование ВЭУ доставлено на монтажную площадку. Комплектность поставки и техническая исправность оборудования должны быть проверены в соответствии с комплекточными ведомостями, проектными спецификациями и техническими условиями.

3. Монтажные механизмы, приспособления, инструменты и вспомогательные материалы, необходимые для монтажа ВЭУ в соответствии с «Проектом производства монтажных работ» и технологической картой на монтаж ВЭУ, доставлены на площадку и подготовлены к работе.

4. При этом должны быть выполнены мероприятия по технике безопасности, обеспечивающие безопасность работ, а также мероприятия по противопожарной технике.

В начале монтажа на фундамент монтируется основание башни ВЭУ с частью шарнирного соединения и закрепляется анкерными болтами. Проверяется вертикальность установки основания. При наличии отклонения от вертикали используются металлические клинья и прокладки, подливка фундамента бетонной смесью.

Параллельно ведется монтаж на фундаменте гидроподъемника башни ВЭУ.

Для соединения нижнего сегмента башни с основанием через шарнирное соединение используется автокран грузоподъемностью до 3 т. Затем смонтированный на фундаменте гидроподъемник соединяют с нижним сегментом башни ВЭУ. Через специальную установку создают давление в гидроцилиндре и приводят сегмент в горизонтальное положение. В целях безопасности под сегмент башни устанавливают стапель-блоки.

Автокраном с помощью строп поднимают средний сегмент и через фланцы скрепляют болтами в единое целое. Аналогичные монтажные операции выполняют с верхним сегментом башни.

К вершине башни крепится болтами генератор постоянного тока с подшипником. С генератором соединяют ротор ВЭУ с узлами крепления лопастей. Выполняется монтаж анемометра для измерения скорости ветра. Далее поочередно выполняют монтаж трех лопастей с помощью механизма крепления, обеспечивающего управление поворотом лопастей ВЭУ через механическую связь с автономным измерителем скорости ветра (анемометром).

Для приведения смонтированной на земле башни и ротора с лопастями в вертикальное положение приводят в действие гидропоъемник (рис. 3.14). После установки башни в вертикальное положение нижний сегмент скрепляется болтами с основанием башни (рис. 3.15).

Выполняется монтаж электрической части ВЭУ: генератор, контроллер, инвертор и аккумуляторная батарея соединяются силовыми и контрольными кабелями (рис. 3.16).

Для получения необходимой свободы при монтаже следует установить и настроить стапель-блоки под башней (рис. 3.17).



Рисунок 3.14 – Монтаж башни ВЭУ

Рисунок 3.15 – Соединение сегментов башни ВЭУ болтами



Рисунок 3.16 – Шкаф управления ветрогенератором (controller)

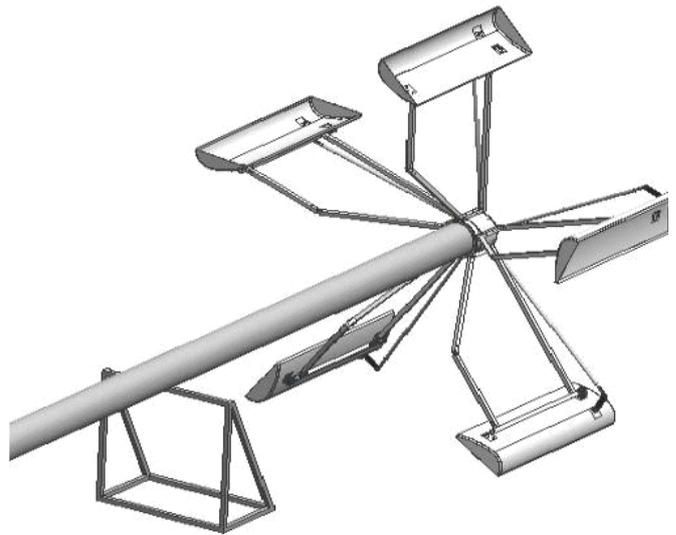


Рисунок 3.17 – Установка под башней стпель-блока

В соответствии с ГОСТ 2.120-73 ЕСКД, концепция управления безопасностью и эксплуатацией ВЭУ является основополагающей. Она разработана и реализована совместно с другими компонентами ВЭУ.

При расчетах вариантов нагрузки ВЭУ при проектировании учитываются данные, определяемые требованиями к управлению безопасностью и эксплуатацией.

Управление эксплуатацией ВЭУ реализуется системой управления на принципе децентрализованного управления. Система управления эксплуатацией реализована таким образом, что она управляет, регулирует и контролирует основные параметры ВЭУ. Она обеспечивает эксплуатацию ВЭУ при всех возможных внутренних и внешних возмущениях в режимах нормальной эксплуатации.

Задача системы безопасности ВЭУ состоит в том, чтобы обеспечить заложенное в концепции безопасности поведение установки в случае аномальных явлений. Она гарантирует, что ВЭУ останется в безопасном состоянии даже в случае аномалии при всех мыслимых внутренних и внешних возмущениях.

Система безопасности логически подчинена системе управления эксплуатацией. Она срабатывает после того, как нарушаются граничные значения, связанные с безопасностью, или когда система управления эксплуатацией не может удерживать ВЭУ в режиме нормаль-

ной эксплуатации, а, следовательно, также при полном отказе системы управления эксплуатацией.

Система управления эксплуатацией способна априори привести к срабатыванию системы безопасности, если она больше не может обеспечивать эксплуатацию ВЭУ в нормальном режиме при всех возможных внутренних и внешних возмущениях, распознает это обстоятельство и еще способна вызвать срабатывание системы безопасности.

Время наработки на отказ компонентов ВЭУ при условии непрерывной работы составляет около 8000 ч. Конструкция ВЭУ характеризуется высокой степенью ремонтпригодности и удобством обслуживания, т.е. позволяет быстро устранить отказ какого-либо элемента, продолжить нормальное функционирование установки.

Глава 4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АВТОНОМНЫХ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

4.1 Разработка вариантов состава генерирующего оборудования ветропарков

Выбор вариантов и установленной мощности ветроэнергетических установок в составе ветродизельных комплексов определяется рядом показателей.

Климатическое исполнение ВЭУ. Среди многочисленных моделей ВЭУ отобраны наиболее приспособленные к климатическим условиям Красноярского края. Для северных территорий выбраны ВЭУ, которые, по данным завода изготовителя, приспособлены к низким температурам. В центральных и южных районах Красноярского края возможно использование ВЭУ, менее требовательных к климатическим условиям. Однако следует отметить, что многие производители заявляют минимальнодопустимую температуру минус 20-30 °С, называя при этом свою разработку «северным климатическим исполнением». Не имеется абсолютной гарантии, что данная ВЭУ будет исправно работать при температуре окружающего воздуха минус 35-45 °С. Более подробно вопросы технического и климатического исполнения рассмотрены в разделе 3.

Объем потребления электрической энергии населенным пунктом (потребителем). Объем электропотребления, пиковые и средние нагрузки являются основными показателями при выборе мощности ветропарка. Наибольшая производительность ВЭУ достигается при покрытии 50-80 % от потребления населенного пункта. В этом случае практически вся электроэнергия, выработанная ВЭУ, переходит к потребителям. При установке ВЭС большей мощности в период сильного ветра часть электроэнергии может быть не использована нагрузкой, поэтому общая эффективность ВЭС уменьшится.

Установленная мощность ВЭУ. Вопрос установленной мощности ВЭС по отношению к пиковой мощности потребителя является открытым дискуссионным вопросом среди широкого круга ученых. На сегодняшний день не существует единых принципов или методик, определяющих соотношение мощностей ВЭУ с ДЭС или другим источником электрической энергии. Наиболее подходящим считается размер установленной мощности ВЭУ, находящийся в диапазоне между средней и пиковой нагрузкой электропотребления. В этом случае

ВЭС сможет покрыть от 50 до 80 % требуемого электропотребления. Оставшаяся часть электрической нагрузки приходится на дизельные генераторы. Установка ВЭС с мощностью, превышающей мощность ДЭС, может быть экономически целесообразной в районах с децентрализованным электроснабжением и небольшой скоростью ветра (в основном в районах II и III ветровых зон).

Классы и подклассы мощности ВЭУ. Современные производители предлагают ВЭУ широкого диапазона мощностей и различного технического исполнения. Согласно ГОСТ Р 51237-98, ВЭУ классифицируются на 4 класса мощности. Для удобства рассмотрения в конкретных условиях муниципальных образований Красноярского края предлагается определить подклассы мощности ВЭУ. Подклассы характеризуются следующими параметрами:

- номинальная мощность ВЭУ;
- габаритные размеры и вес ВЭУ;
- возможность ВЭУ работать на нужды отдельного потребителя;
- возможность ВЭУ работать на нужды системы электроснабжения поселка;
- возможность бескранового монтажа ВЭУ;
- возможность бескранового монтажа ВЭУ с применением специализированных подъемных устройств;
- необходимость использования крановой техники при монтаже ВЭУ.

Исходя из приведенных выше параметров, сформированы следующие подклассы мощности ВЭУ.

ВЭУ мощностью 900-1500 кВт. Данные ВЭУ относятся к классам средней и большой мощности. ВЭУ данного класса являются наиболее производительными. Такие ВЭУ могут быть установлены только в населенных пунктах, где имеется развитая транспортная инфраструктура, способная принимать сорокафутовые контейнеры и способная доставить крупногабаритное оборудование до места установки ветропарка. Для монтажа рассматриваемых ВЭУ также требуется крановая техника. Данный подкласс ВЭУ может использоваться только для электроснабжения поселков или крупных потребителей. Подобные ВЭУ могут быть установлены в крупных северных населенных пунктах, таких как Хатанга, Тура, Бор и др. В данном подклассе рекомендованными производителями ВЭУ являются «Nordwind Energieanlagen GmbH», «Fuhrlaender AG», «Vergnet Eolien». В центральных и южных районах Красноярского

края возможно использование ВЭУ «Beijing Goldwind Science & Creation Windpower Equipment Co. Ltd» и «Suzlon Energy Ltd».

ВЭУ мощностью 100-275 кВт. Данный тип ВЭУ относится к классу ВЭУ средней мощности. Наибольший интерес данные ВЭУ представляют за счет того, что монтаж данных установок производится без использования крановой техники, но с использованием подъемных устройств. Подъемное устройство представляет собой лебедку с дополнительным набором функций. В ВЭУ «Vergnet GEVMP 275» подъемное устройство вмонтировано в гондолу. Для ВЭУ «Nordwind» подъемное устройство докупается отдельно. Для ВЭУ «Northern Power 100» может быть использована обычная лебедка. Для транспортировки ВЭУ требуется морской порт с портовым краном. Но данные ВЭУ менее габаритные и имеют меньшую массу по сравнению с предыдущим подклассом и могут транспортироваться в двадцати- и сорокафутовых контейнерах. Для выгрузки оборудования требуется небольшой портовый кран, грузоподъемностью 10-20 т. Данный подкласс ВЭУ рекомендуется для населенных пунктов с достаточно большим годовым потреблением электрической энергии (более 2 ГВт·ч/год). Подобные ВЭУ могут быть установлены в крупных северных населенных пунктах, таких как Диксон, Носок, Караул и др. К данному подклассу относятся ВЭУ «Nordwind Energieanlagen GmbH», «Vergnet Eolien» и «Northern Power».

ВЭУ мощностью от 30 до 100 кВт. Данные ВЭУ относятся к ВЭУ малой мощности. Их особенность заключается в том, что они достаточно малогабаритны и могут быть смонтированы без использования специальных подъемных устройств. Для монтажа ВЭУ достаточно обычной лебедки или грузовой машины. Малые масса и габариты позволяют осуществить доставку ветроагрегатов в удаленные населенные пункты, где нет специализированных морских портов с мощными портовыми кранами. Эти ВЭУ ориентированы на производство электрической энергии с параллельно работающими дизельными электрическими станциями или другими источниками электрической энергии. Данный состав оборудования может быть рекомендован для населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением с ежегодным потреблением менее 2 ГВт·ч/год. К таким населенным пунктам относятся Ессей, Левинские пески, Сындасско, Волочанка и др. Данные ВЭУ также могут быть установлены в параллельной цепи с накопителями электрической энергии и использоваться частными лицами, если те посчитают данное направление

экономически целесообразным. В этот подкласс входят ВЭУ «Nordwind Energieanlagen GmbH», «Northern Power», «ГРЦ-Вертикаль», «Hummer Dynamo», «Enduracne wind power».

ВЭУ мощностью до 15 кВт. Данные ВЭУ предназначены для электроснабжения отдельных потребителей (частных домов, магазинов, небольших предприятий и т.д.). Они относятся к классу ВЭУ малой и очень малой мощности, вырабатывают напряжение в 220 или 380 В, обязательно снабжаются выпрямительными устройствами, инверторами и накопителями электрической энергии (аккумуляторными батареями). Эти ВЭУ не приспособлены к параллельной работе с сетью. Возможно поочередное электроснабжение потребителя от ВЭУ и сети (ДЭС). Потребителю выгодно устанавливать от 1 до 3 подобных ВЭУ. Установки, как правило, крепятся на крышах домов или мачтах, подключаются к сети потребителя по типовому проекту и не требуют проработки индивидуального проекта. ВЭУ данного подкласса могут быть установлены в любых населенных пунктах частными лицами в том случае, если владелец посчитает экономически целесообразным их использование. К данному подклассу относят ВЭУ «ГРЦ-Вертикаль», «Hummer Dynamo», «Enduracne wind power», «Сапсан-Энергия».

Предложенный алгоритм расчета технико-экономических показателей ветроэнергетических установок составлен на основе общепризнанных методик [7, 39]. Для определения коэффициентов и параметров ТЭО привлекались различные специалисты проектных компаний, а также представители компаний-производителей ВЭУ (ООО «Проектно-монтажная компания Сибири», ООО «Синильга», ООО «Альтернативная и прикладная энергетика», ООО «Энергия ветра» и др.).

4.2 Экономическая оценка эффективности рекомендуемого состава ВЭС

4.2.1 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью 900-1500 кВт

Применение ВЭУ этого подкласса перспективно в силу большой производительности ВЭУ, однако крупные габариты и большая масса конструкции накладывают ограничения на область применения ВЭУ мощностью 900-1500 кВт. Применение данных ВЭУ возможно:

– в больших северных населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением, где имеется морской порт, способный принимать объемные грузы, а также имеется рабочая крановая техника, пригодная для монтажа ВЭУ;

– в центральных и южных районах края для электроснабжения предприятий, населенных пунктов и для подключения ВЭУ к централизованной системе электроснабжения.

ВЭУ большой мощности (мощностью от 1 МВт и более) характеризуются большими габаритами. Для доставки ВЭУ большой мощности требуется морской порт с крановой техникой, способный принимать крупногабаритные грузы и сорокафутовые контейнеры. Монтаж ВЭУ большой мощности производится с помощью крановой техники. Учитывая географические особенности Красноярского края, строительство ветропарков из ВЭУ большой мощности возможно только в пунктах, где имеется такая техника, либо имеется возможность организовать ее быструю доставку. В дальнейшем крановая техника будет востребована каждый год для проведения плановых и аварийных ремонтов.

Определение капитальных затрат на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 900-1500 кВт производят с учетом следующих затрат:

1. Стоимость (цена завода-изготовителя) одной ВЭУ $C_{ВЭУ}$. При этом следует понимать, что в указанную цену входит стоимость самой ВЭУ, башни и всего необходимого оборудования (системы управления и автоматизации, программного обеспечения и т.д.).

2. Рекомендуемое количество ВЭУ, n , выбирается исходя из предложений пп. 4.1.

3. Стоимость ВЭС $C_{ВЭС}$ определяется ценой на ВЭУ конкретного производителя, умноженной на количество ВЭУ в предлагаемом ветропарке:

$$C_{ВЭС} = C_{ВЭУ} \cdot n; \quad (4.1)$$

4. Налог на добавленную стоимость НДС. НДС составляет 18 % от закупочной цены товара. НДС распространяется как на отечественных, так и на зарубежных производителей.

$$НДС = C_{ВЭС} \cdot 0,18. \quad (4.2)$$

5. Затраты на страхование груза. При транспортировке груза к месту установки возможно возникновение непредвиденных ситуаций, в результате которых может быть нанесен вред транспортируемому

грузу. Затраты на страховку $Z_{СТР1}$ составляют 3 % от стоимости оборудования:

$$Z_{СТР1} = C_{ВЭС} \cdot 0,03. \quad (4.3)$$

6. Таможенные платежи $Z_{ТАМ}$. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей составляет 5% от стоимости оборудования:

$$Z_{ТАМ} = C_{ВЭС} \cdot 0,05. \quad (4.4)$$

7. Затраты на доставку оборудования $Z_{ДОСТ}$. Доставка оборудования осуществляется морским путем из Европы через Северный морской путь в сорокафутовых контейнерах. Для рассмотренных ВЭУ большой мощности доставка до портов Красноярского края будет составлять около 60 тыс. евро за 1 ВЭУ большой мощности (0,9-1,5 МВт). Тогда затраты на доставку ВЭУ для строительства ветропарка будут определяться по формуле

$$Z_{ДОСТ} = Z_{ДОСТ1ВЭУ} \cdot n, \quad (4.5)$$

где $Z_{ДОСТ1ВЭУ}$ – затраты на доставку 1 ВЭУ;

8. Затраты на проектные работы $Z_{ПР}$. Затраты на проектные работы определяются в размере 10 % от стоимости закупаемого оборудования. Данное значение получено в ходе ведения переговоров с ведущими проектно-монтажными компаниями Красноярского края.

$$Z_{ПР} = Z_{ВЭС} \cdot 0,1. \quad (4.6)$$

9. Затраты на строительство фундамента $Z_{Ф}$. Затраты на строительство фундамента определяются в размере 7 % от закупочной цены оборудования. Данная цена является ориентировочной и может варьироваться в зависимости от типа грунта, типа фундамента и удаленности населенного пункта. Точные затраты на строительство фундамента определяются после проведения изыскательских работ.

$$Z_{Ф} = Z_{ВЭС} \cdot 0,07. \quad (4.7)$$

10. Затраты на проведение строительно-монтажных работ $Z_{СМР}$. Затраты на СМР определяются в размере 10 % от стоимости оборудования. Данная цифра является усредненной, полученной в результате переговоров с проектно-монтажными компаниями Красноярского края. Эти затраты также уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ.

$$Z_{СМР} = Z_{ВЭС} \cdot 0,1. \quad (4.8)$$

11. Затраты на страховку при проведении СМР $Z_{СТР2}$. При проведении СМР рекомендуется производить страховку оборудования на случай его повреждения неправильным действием персонала или форс-мажорными обстоятельствами. Стоимость страховки при СМР составляет 2 % от стоимости оборудования

$$Z_{СТР2} = Z_{ВЭС} \cdot 0,02. \quad (4.9)$$

12. Затраты на строительство подстанции и ЛЭП $Z_{ЛЭП}$. Большие объекты ветроэнергетики располагаются на удалении от населенных пунктов. Для передачи электроэнергии потребителям необходимо использование кабельных линий напряжением 6-10 кВ. В представленном модельном ряде не имеется ВЭУ, генерирующих выходное напряжение в данном диапазоне. Для подключения ВЭС к сети электропитания поселка требуется возведение отдельной трансформаторной подстанции. Пункт «Строительство подстанции» предполагает следующие статьи затрат:

- покупка силового трансформатора;
- покупка оборудования для РУ;
- доставка оборудования до места установки;
- строительство здания трансформаторной подстанции;
- монтаж оборудования;
- прокладка линии электропередач до населенного пункта.

Стоимость трансформаторной подстанции может меняться в зависимости от места установки, особенностей рельефа и типа применяемого оборудования. Произведены расчеты нескольких вариантов трансформаторных подстанций. Предполагается, что ВЭС устанавливается в пределах 2 км от населенного пункта (при увеличении расстояния предлагаемый объем затрат рекомендуется пересмотреть). Принято решение усреднить предлагаемую стоимость трансформаторной подстанции в размере 8 млн руб.

13. Закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС $Z_{СО}$. Для обслуживания ВЭС группой специалистов, проведения плановых и аварийных ремонтов требуется закупка специализированного оборудования. Поскольку наиболее перспективные территории для строительства ВЭС большой мощности располагаются на севере Красноярского края, следует учитывать, что сотрудникам, выполняющим обслуживание и ремонтные работы на станции, придется ра-

ботать в суровых климатических условиях. Рекомендуется закупка следующего оборудования:

- вахтовый автобус Урал 325512-0010-41 с лебедкой и краном или его аналог;
- диагностическое оборудование;
- инструменты;
- спецодежда и др.

Рекомендуется использовать среднее значение данной статьи затрат в размере 3 млн руб.

14. Дополнительные затраты и риски $Z_{ДОП}$. При проведении изыскательских, проектных и строительно-монтажных работ могут возникать непредвиденные дополнительные расходы, связанные с затратами на доставку оборудования и персонала, выездом зарубежных специалистов, повреждением оборудования, вопросами совместимости оборудования и другими видами непредвиденных ситуаций. Для учета данных о непредвиденных обстоятельствах предлагается использовать графу «Риски». Принято экспертное решение усреднить значение статьи затрат «Риски» для ветропарков из ВЭУ мощностью 900-1500 кВт в размере 15 млн руб.

15. Капитальные (приведенные) затраты K_1 на строительство ветропарков из ВЭУ большой мощности определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

$$K_1 = Ц_{ВЭС} + НДС + Z_{СТР1} + Z_{ТАМ} + Z_{ДОСТ} + Z_{Ф} + Z_{СМР} + \quad (4.10) \\ + Z_{СТР2} + Z_{ЛЭП} + Z_{СО} + Z_{СТ} + Z_{ДОП}.$$

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка.

Для определения технико-экономических показателей ВЭУ в составе ветропарков используются основы методики, предложенной в [7]. Для децентрализованных населенных пунктов северных территорий в ТЭО для ВЭУ мощностью 900-1500 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:

1. Общее потребление поселка $W_{общ}$, МВт·ч. $W_{общ}$ определяется на основе данных, предоставленных администрациями муниципальных районов;

2. Ежегодная выработка электрической энергии ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч. $W_{ВЭУ}$ определяется на основе технических характеристик ВЭУ и методики, представленной в п. 1.4, формулы (1.41).

3. Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, Гкалл. Электроэнергия, выработанная ВЭУ, может быть преобразована в тепловую энергию с помощью электробойлерных или электрических обогревателей. Такой вариант использования ВЭУ возможен в населенных пунктах, где в силу каких-либо причин имеется высокая себестоимость вырабатываемой тепловой энергии. Подобранный состав ВЭУ, состоящий из n установок, будет вырабатывать электрическую энергию для электрической нагрузки. Каждая ВЭУ, свыше указанной мощности ВЭС, будет производить электрическую энергию, которую возможно будет преобразовать в тепловую. Соотношение электрической и тепловой энергии определяется по формуле

$$Q_{ВЭУ} = W_{ВЭУ} \cdot 0,86. \quad (4.11)$$

4. Ежегодная выработка электроэнергии ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч. $W_{ВЭС}$ определяется как суммарная выработка всех установленных ВЭУ:

$$W_{ВЭС} = W_{ВЭУ} \cdot n. \quad (4.12)$$

5. Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС $I_{ЭК}$, руб/год.

Для поддержания работоспособности ВЭУ требуется проведение плановых и аварийных ремонтов. За ветрогенераторами и сетевым оборудованием требуется постоянный присмотр, так как сильные ветры могут повредить линии электропередач. Для поддержания работоспособности ВЭС предлагается использовать двух дежурных электромонтеров, с заработной платой 40 тыс. руб/мес. Фонд заработной платы $\Phi_{ЗП}$ без учета ЕСН составит 960 тыс. руб/год на каждую ВЭС. Размер ЕСН (27,1 %) в данном случае составит 260 160 руб/год.

При проведении плановых ремонтов требуется набор запасных частей и прочих расходных материалов $Z_{РАСХ}$. Затраты на закупку запасных частей определяются типом ВЭУ и установленной мощностью. Для ВЭУ большой и средней мощности в диапазоне мощностей от 0,9 до 1,5 МВт в результате переговоров с производителями и анализа технических данных были определены следующие ежегодные издержки на закупку расходных материалов (табл. 4.1).

Проведение плановых и аварийных ремонтов будет сопровождаться дополнительными расходами $Z_{ДР}$, руб/год, которые будут в себя включать:

– расходы на транспортировку и хранение расходных материалов, запасных частей и рабочего инструмента;

- расходы на обслуживание спецтехники;
- аренду крановой техники;
- расходы на проживание персонала;
- прочие расходы.

Таблица 4.1 – Затраты на расходные материалы на одну ВЭУ

Тип ВЭУ	Стоимость расходных материалов $Z_{РАСХ}$, млн руб/год
NordwindNW52-900 HY-D HW	1,3
VergnetGEV HP 1MW	1,8
FurhlanderFL MD 77	3,2

Проведена оценка возможного объема дополнительных расходов. Изменение мощности ветропарка незначительно сказывается на объемах дополнительных затрат. Для перечисленных выше моделей ВЭУ предлагается принять объем $Z_{ДР}$ в размере 3 млн руб/год на весь рассматриваемый ветропарк.

Затраты на риски $Z_{РИСК}$ руб/год в основном предполагают, что определенная часть денежных средств будет потрачена на аварийные ремонты. Аварийные ремонты возникают в процессе эксплуатации оборудования, и чем больший срок эксплуатации оборудования, тем чаще оно выходит из строя. Предлагается $Z_{РИСК}$ для ВЭУ, указанных в таблице 4.1, усреднить до размера 2 млн руб/год на весь рассматриваемый ветропарк.

Тогда ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС будут определяться по формуле

$$I_{ЭК} = \Phi_{ЗП} + ЕСН + Z_{РАСХ} + Z_{ДР} + Z_{РИСК}. \quad (4.13)$$

6. Себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч. Себестоимость электрической энергии является одним из ключевых показателей эффективности внедрения ВЭУ. Себестоимость электроэнергии зависит от ежегодных издержек обслуживания ВЭС и срока службы ВЭУ и согласно [7] определяется по формуле

$$C_{ВЭС} = \frac{K_1 + I_{ЭК} \cdot T_{СЛ}}{W_{ВЭС} \cdot T_{СЛ}}, \quad (4.14)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы ВЭУ, лет.

7. Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л. Внедрение ВЭУ приведет к уменьшению топливной составляющей при производстве электроэнергии для децентрализованного потребителя. Один из ключевых показателей эффективности внедрения ВЭУ – это объем «вытесненного» дизельного топлива, на который уменьшается потребление ДЭС за счет электроэнергии, производимой ВЭУ. За основу данного расчета взято усредненное потребление топлива дизельными генераторами на производство электрической энергии в размере 0,3 л на 1 кВт·ч электрической энергии. Тогда объем вытесненного дизельного топлива будет определяться по формуле

$$V = W_{ВЭУ} \cdot 0,3. \quad (4.15)$$

8. Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива $C_{ДТ}$, руб/л. Стоимость дизельного топлива представлена администрацией муниципальных образований. Данные предоставлены в расчете за 1 т дизельного топлива (1 т дизельного топлива по объему соответствует 1200 л). Для перевода стоимости топлива в соответствующую размерность (руб/л) используется формула

$$C_{ДТ} = \frac{C_{ДТТ}}{1200}, \quad (4.16)$$

где $C_{ДТТ}$ – цена за 1 т дизельного топлива, руб/л.

9. Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу $Z_{ДТ}$, руб. Данный параметр показывает объем снижения затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии. $Z_{ДТ}$ определяется по формуле

$$Z_{ДТ} = C_{ДТ} \cdot V. \quad (4.17)$$

10. Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ $K_{У}$, о.е. Данный коэффициент показывает, насколько установка эффективна в конкретных условиях ветроэнергетического потенциала и определяется с помощью формулы (1.41);

11. Удельная выработка электрической энергии ВЭУ $W_{УД}$, кВт·ч/кВт. Данный параметр указывает на объем вырабатываемой электрической энергии ВЭС, состоящей из конкретных ветроэнергетических установок. $W_{УД}$ определяется по формуле

$$W_{УД} = \frac{W_{ВЭУ}}{P_{ВЭУ}}. \quad (4.18)$$

12. Удельные затраты на строительство ВЭС $Z_{уд}$, руб/кВт.

Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС, состоящих из ветрогенераторов конкретного производителя. $Z_{уд}$ определяется по формуле

$$Z_{уд} = \frac{K_1}{P_{ВЭУ} \cdot n}. \quad (4.19)$$

13. Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветродизельной системы $C_{комб}$, руб/кВт·ч. Стоимость электрической энергии, производимой ДЭС, является экономически обоснованной устоявшейся величиной, утвержденной РЭК. $C_{комб}$ определяется по формуле

$$C_{комб} = \frac{W_{ВЭС} \cdot C_{ВЭС} + (W_{общ} - W_{ВЭС}) \cdot T_{ДЭС}}{W_{общ}}, \quad (4.20)$$

где $T_{ДЭС}$ – существующий отпускной тариф ДЭС, кВт·ч;

14. Коммерческая наценка H , руб. Для создания благоприятного инвестиционного климата предлагается заложить рекомендуемую коммерческую наценку, которую инвестор может иметь в качестве прибыли. Рекомендуемая коммерческая наценка составляет 20% от разницы между существующим тарифом и себестоимостью электрической энергии от ВЭС и определяется по формуле

$$H = (T_{ДЭС} - C_{ВЭС}) \cdot W_{ВЭС} \cdot 0,2. \quad (4.21)$$

15. Срок окупаемости ВЭС $T_{ок}$, лет. Срок окупаемости рассчитан исходя из предложения, что электрическая энергия от ВЭС на период окупаемости отпускается по текущему тарифу на электрическую энергию для конкретного потребителя. $T_{ок}$ определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку:

$$T_{ок} = \frac{K_1}{W_{ВЭС}(T_{ДЭС} - C_{ВЭС}) - H}. \quad (4.22)$$

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в главе 5.

4.2.2 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью 100-275 кВт

Методика расчета технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью 100-275 кВт аналогична описанной в п. 4.2.1, однако имеются и некоторые отличия, которые указаны ниже.

ВЭУ мощностью 100-275 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с ежегодным потреблением электрической энергии более 2 ГВт·ч/год и где имеется морской порт (север Красноярского края) или железнодорожный узел (прочие районы Красноярского края), способные принять габаритный груз.

Определение капитальных затрат на строительство ветропарковых ВЭУ мощностью 100-275 кВт определяется из следующих технико-экономических показателей:

1. Цена завода изготовителя за одну ВЭУ $C_{ВЭУ}$, руб. При этом следует понимать, что в указанную цену входит стоимость самой ВЭУ, башни и всего необходимого оборудования (системы управления и автоматизации, программного обеспечения и прочего оборудования, сопутствующего с ВЭУ средней мощности).

2. Рекомендованное количество ВЭУ n , выбирается исходя из предложений п. 4.1.

3. Стоимость ВЭС $C_{ВЭС}$, руб, определяется по (4.1).

4. Налог на добавленную стоимость НДС, руб, определяется по (4.2).

5. При транспортировке груза к месту установки возможно возникновение непредвиденных ситуаций, в результате которых может быть нанесен вред транспортируемому грузу. Рекомендуется производить страхование груза (ветроэнергетического оборудования) на период доставки. Затраты на страховку $Z_{СТР1}$ определяются по формуле (4.3).

6. Таможенные платежи $Z_{ТАМ}$, руб, являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей определяется по (4.4).

7. Доставка оборудования на север Красноярского края осуществляется морским путем из Европы через северный морской путь в 40- или 20-футовых контейнерах. Для рассмотренных ВЭУ доставка до портов Красноярского края будет составлять около 30000 евро за 1 ВЭУ (100-275 кВт). Затраты на доставку ВЭУ для строительства ветропарка будут определяться по (4.5).

8. Затраты на проектные работы $Z_{ПР}$, руб, определяются по (4.6).

9. Строительство фундамента для ВЭУ средней мощности по своей технологии полностью соответствует строительству фундамента для ВЭУ большой мощности. Основное отличие заключается в том, что размер фундамента для ВЭУ средней мощности будет значительно меньше. Затраты на строительство фундамента определяются по (4.7).

10. Затраты на строительно-монтажные работы $Z_{СМР}$, руб., определяются по (4.8).

11. Затраты на страховку при проведении СМР $Z_{СТР2}$, руб., определяются по (4.9).

12. Большинство населенных пунктов с годовым потреблением более 2 ГВт·ч/год имеют собственную линию 6-10 кВ. Ветропарки, как правило, располагают на удалении от населенных пунктов. Для передачи электроэнергии потребителям необходимо использование кабельных или воздушных линий напряжением 6-10 кВ. Для подключения ВЭС к сети электроснабжения поселка требуется возведение небольшой трансформаторной подстанции. Пункт «Строительство подстанции» был рассмотрен ранее.

13. Для обслуживания ВЭС группой специалистов, проведения плановых и аварийных ремонтов требуется закупка специализированного оборудования. Поскольку наиболее перспективные территории для строительства ВЭС большой мощности располагаются на севере Красноярского края, следует учитывать, что сотрудникам, выполняющим обслуживание и ремонтные работы на станции, придется работать в суровых климатических условиях. Рекомендуется закупка следующего оборудования:

- вахтовый автобус Урал 325512-0010-41 или аналог;
- диагностическое оборудование;
- спецодежда;
- инструменты и др.

Рекомендуется использовать среднее значение данной статьи затрат в размере 3 млн руб.

14. При проведении изыскательских, проектных и строительно-монтажных работ могут возникать непредвиденные дополнительные расходы, связанные затратами на доставку оборудования и персонала, выездом зарубежных специалистов, повреждением оборудования, вопросами совместимости оборудования и другими видами непредвиденных ситуаций. Для учета данных о непредвиденных обстоятельст-

вах предлагается использовать графу «Риски». Принято экспертное решение усреднить значение статьи затрат «Риски» для ветропарков средней и большой мощности в размере 15 млн руб.

15. При монтаже ВЭУ бескрановым способом необходимо подъемное устройство, представляющее собой лебедку с рядом дополнительных функций. У ВЭУ «Vergnet GEVMP 275» подъемное устройство встроено в гондолу и стоимость подъемного устройства заложена в цену оборудования. Для ВЭУ «Nodrwind» требуется покупать одно подъемное устройство независимо от количества ВЭУ в ветропарке. Затраты на подъемное устройство, рекомендуемое компанией «Nodrwind», обходятся в 1 млн руб. с учетом доставки до места установки ВЭУ.

16. Капитальные (приведенные) затраты K_2 , руб. на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 100-275 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

$$K_2 = C_{ВЭС} + НДС + Z_{СТР1} + Z_{ТАМ} + Z_{ДОСТ} + Z_{Ф} + Z_{СМР} + Z_{СТР2} + Z_{ЛЭП} + Z_{СО} + Z_{СТ} + Z_{ПОД} + Z_{ДОП}. \quad (4.23)$$

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка на базе ВЭУ малой и средней мощности.

Для децентрализованных населенных пунктов северных территорий в ТЭО для ВЭУ мощностью 100-275 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:

1. Общее потребление поселка $W_{общ}$, МВт·ч. $W_{общ}$ определяется на основе данных, предоставленных администрациями муниципальных районов.

2. Ежегодная выработка электрической энергии ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч. $W_{ВЭУ}$ определяется на основе технических характеристик ВЭУ и методики, представленной в п. 1.4, (1.40).

3. Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, Гкалл, определяется по (4.11).

4. Ежегодная выработка ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч, определяется по (4.12).

5. Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС $I_{ЭК}$, руб/год. Для поддержания работоспособности ВЭУ требуется проведение плановых и аварийных ремонтов. Для поддержания работоспособности ВЭС также предлагается использовать двух дежурных электромонтеров, с заработной платой 40 тыс. руб/мес. Фонд заработ-

ной платы $\Phi_{ЗП}$ без учета ЕСН составит 960 тыс. руб/год на каждую ВЭС. Размер ЕСН (27,1 %) в данном случае составит 260 160 руб/год.

При проведении плановых ремонтов требуется набор запасных частей, рабочих жидкостей и прочих расходных материалов $Z_{РАСХ}$. Затраты на закупку запасных частей определяются типом ВЭУ и установленной мощностью. Для ВЭУ мощностью от 100 до 275 МВт были определены ежегодные издержки за закупку расходных материалов (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Затраты на расходные материалы для различных типов ВЭУ

Тип ВЭУ	Стоимость расходных Материалов $Z_{РАСХ}$, тыс. руб/год
NordwindNW24-180	900
NordwindNW24-120	900
VergnetGEV MP 275	1 450
Norther Power 100	950

Проведение плановых и аварийных ремонтов будет сопровождаться дополнительными расходами $Z_{ДР}$, руб/год, которые будут в себя включать:

- расходы на транспортировку и хранение расходных материалов, запасных частей и рабочего инструмента;
- расходы на обслуживание спецтехники;
- расходы на аренду крановой техники;
- расходы на проживание персонала;
- прочие расходы.

Проведена оценка возможного объема дополнительных расходов. Изменение мощности ветропарка незначительно сказывается на объемах дополнительных затрат. Для перечисленных выше моделей ВЭУ предлагается принять объем $Z_{ДР}$ в размере 1,3 млн руб/год на весь рассматриваемый ветропарк.

Затраты на риски $Z_{РИСК}$, руб/год, в основном предполагают, что определенная часть денежных средств будет потрачена на аварийные ремонты. Аварийные ремонты возникают в процессе эксплуатации оборудования, и чем больший срок эксплуатации имеет оборудование, тем чаще оно выходит из строя. Предлагается $Z_{РИСК}$ для ВЭУ, указанных в таблице 4.1, усреднить до 1 млн руб/год на весь рассматриваемый ветропарк.

Тогда ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС будут определяться по (4.13);

6. Себестоимость электрической энергии, производимой ветро-электрической станцией $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч, определяется по (4.14).

7. Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л, определяется по (4.15).

8. Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, $C_{ДТ}$, руб/л определяется по формуле (4.16).

9. Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу $Z_{ДТ}$, руб., определяется по (4.17).

10. Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, K_y , о.е. Данный коэффициент показывает, насколько данная установка эффективна в конкретных условиях ветроэнергетического потенциала и определяется по (1.41).

11. Удельная выработка электрической энергии ВЭУ $W_{уд}$, кВт·ч/кВт, определяется по (4.14).

12. Удельные затраты на строительство ВЭС $Z_{уд}$, руб/кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС из ветрогенераторов конкретного производителя. $Z_{уд}$ определяется по формуле

$$Z_{уд} = \frac{K_2}{P_{ВЭУ} \cdot n}. \quad (4.24)$$

13. Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветродизельной системы $C_{комб}$, руб/кВт·ч, определяется по (4.20).

14. Коммерческая наценка H , руб., определяется по (4.21).

15. Срок окупаемости ВЭС $T_{ок}$, лет, определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку:

$$C_{комб} = \frac{K_2}{W_{ВЭС}(T_{ДЭС} - C_{ВЭС}) - H}. \quad (4.25)$$

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в главе 5.

4.2.3 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью 30-100 кВт

Методика расчета технико-экономических показателей ВЭС с ВЭУ мощностью 30-100 кВт аналогична описанной в п. 4.2.2, однако имеются и некоторые отличия, которые указаны ниже.

ВЭУ мощностью 30-100 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением с ежегодным потреблением электрической энергии менее 2 ГВт·ч/год. В таких населенных пунктах предлагается строительство ветропарков из ВЭУ малой мощности 30-100 кВт для работы на объединенную ВДСЭС поселка. Предполагается, что ветропарк расположен в непосредственной близости потребителя и строительство дополнительных трансформаторных подстанций не требуется.

Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 30-100 кВт определяются из следующих технико-экономических показателей:

1. Стоимость ВЭС, налог на добавленную стоимость, затраты на страховку, таможенные платежи определяются по (4.1)-(4.4).

2. Доставка оборудования осуществляется морским путем из Европы через Северный морской путь или из европейской части России по железнодорожным и морским путям. ВЭУ малогабаритные, тип контейнера для транспортировки выбирается исходя из возможностей портовых или железнодорожных кранов населенного пункта. Для рассмотренных ВЭУ доставка до портов севера Красноярского края будет составлять около 18 000 евро за 1 ВЭУ (30-100 кВт). Затраты на доставку ВЭУ для строительства ветропарка будут определяться по (4.5).

3. Поскольку данные ВЭУ изначально планируются для строительства ветропарка для электроснабжения поселка, требуется создание необходимой проектной документации. Затраты на проектные работы $Z_{ПР}$ определяются по (4.6).

4. Затраты на строительство фундамента $Z_{Ф}$, руб., определяются по (4.7).

5. Затраты на строительные-монтажные работы $Z_{СМР}$ определяются по (4.8).

6. Затраты на страховку при проведении СМР $Z_{СТР2}$ определяются по (4.9).

7. Для обслуживания ветропарков из ВЭУ малой мощности не требуется больших затрат на закупку спецтехники. Рекомендуется использовать среднее значение данной статьи затрат (1 млн руб.).

8. Значение статьи затрат «Риски» можно усреднить для ветропарков средней и большой мощности до размера 7,5 млн руб.

9. Капитальные (приведенные) затраты K_3 , руб., на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 30-100 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

$$K_3 = Ц_{ВЭС} + НДС + З_{СТР1} + З_{ТАМ} + З_{ДОСТ} + З_{Ф} + З_{СМР} + \\ + З_{СТР2} + З_{ЛЭП} + З_{СО} + З_{СТ} + З_{ДОП}. \quad (4.26)$$

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка.

Для децентрализованных населенных пунктов северных территорий в ТЭО для ВЭУ мощностью 30-100 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:

1. Общее потребление поселка $W_{общ}$, МВт·ч. $W_{общ}$ определяется на основе данных, предоставленных администрациями муниципальных районов.

2. Ежегодная выработка электрической энергии ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч. $W_{ВЭУ}$ определяется на основе технических характеристик ВЭУ и методики, представленной в п. 1.4, по (1.41).

3. Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, Гкалл, определяется по (4.11).

4. Ежегодная выработка ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч. $W_{ВЭС}$ определяется по формуле (4.12).

5. Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС $I_{ЭК}$, руб/год. Содержать собственную бригаду дежурных электромонтеров для обслуживания ВЭС малой мощности в небольших поселках экономически не целесообразно. Современные ВЭУ работают с ДЭС в автоматизированном режиме и требуют вмешательство персонала только при возникновении нештатных ситуаций. Обслуживать ВЭС в малых населенных пунктах могут ДЭМ с соседних населенных пунктов, где установлены ВЭС большой и средней мощности. Следовательно, для определения издержек затраты на заработную плату ДЭМ не учитываются. Издержки будут состоять из затрат на расходные материалы для ВЭУ. Размеры ежегодных издержек на различные типы ВЭУ представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Затраты на расходные материалы на 1 ВЭУ

Тип ВЭУ	Стоимость расходных материалов $Z_{РАСХ}$, тыс. руб/год
Nordwind NW17-60	400
Hummer H12-50000W	300
Endurance E-3120	480
Муссон-30	130
ВЭУ-30	30

Проведена оценка возможного объема дополнительных расходов, в том числе на плановые и аварийные ремонты. Изменение мощности ветропарка незначительно сказывается на объемах дополнительных затрат. Для перечисленных выше моделей ВЭУ предлагается принять объем $Z_{ДР}$ в размере 300 тыс. руб/год на весь рассматриваемый ветропарк. Тогда ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС будут определяться по формуле

$$I_{ЭК} = \Phi_{ЗП} + ЕСН + Z_{ДР} + Z_{РИСК}. \quad (4.27)$$

6. Себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч, определяется по (4.14).

7. Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л, определяется по (4.15).

8. Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива $C_{ДТ}$, руб/л, определяется по (4.16).

9. Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу $Z_{ДТ}$, руб., определяется по (4.17).

10. Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ K_U , определяется по (1.41).

11. Удельная выработка электрической энергии ВЭУ $W_{УД}$, кВт·ч/кВт, определяется по (4.14).

12. Удельные затраты на строительство ВЭС $Z_{УД}$, руб/кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС, состоящей из ветрогенераторов конкретного производителя. $Z_{УД}$ определяется по формуле

$$Z_{уд} = \frac{K_3}{P_{ВЭУ} \cdot n}. \quad (4.28)$$

13. Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветродизельной системы $C_{комб}$, руб/кВт·ч, определяется по (4.20).

14) Коммерческая наценка H , руб., определяется по (4.21).

15) Срок окупаемости ВЭС $T_{ок}$, лет. $T_{ок}$ определяется по (4.25).

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в главе 5.

4.2.4 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью до 15 кВт

ВЭУ мощностью до 15 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением частными лицами и коммерческими предприятиями для электроснабжения конкретного (частного) потребителя. Поскольку ВЭУ малой мощности малогабаритны, имеется возможность доставлять их в самые удаленные районы Красноярского края. Для ВЭУ мощностью до 15 кВт обычно не требуется проект, они монтируются на крышах зданий или мачтах силами владельцев.

Определение капитальных затрат на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью до 15 кВт производится с учетом следующих показателей:

1. Цена завода изготовителя за одну ВЭУ $C_{ВЭУ}$, руб. Цена на ВЭУ малой мощности указывается без учета затрат на мачту (башню) и прочее сопутствующее оборудование. Для строительства ВЭУ малой мощности, как правило, необходима башня. Для расчета в стоимость ВЭУ, представленной в таблицах раздела 3 для ВЭУ мощностью 15 кВт и менее, добавлена стоимость стандартной телескопической 12-метровой мачты СТ-S3T-1140S в размере 74 000 руб.

2. Стоимость ВЭС $C_{ВЭС}$, руб, определяется по (4.1) и в рассматриваемом случае равна стоимости 1 ВЭУ.

3. Налог на добавленную стоимость НДС, руб, определяется по (4.2).

4. При транспортировке небольших грузов страховка, как правило, не производится (может производиться по желанию заказчика).

5. Таможенные платежи $Z_{ТАМ}$, руб., являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей определяется по формуле (4.4).

6. Доставка ВЭУ малой мощности может осуществляться из различных точек России и из-за рубежа. В зависимости от удаленности населенного пункта и скорости доставки, цена за доставку может меняться в широком диапазоне. Размер затрат на доставку для ВЭУ мощностью до 15 кВт можно принять в размере 20 % от стоимости ВЭУ:

$$Z_{ДОСТ} = C_{ВЭУ} \cdot 0,2. \quad (4.29)$$

7. Затраты на проектные работы $Z_{ПР}$, следует принять равными нулю, так как индивидуального проекта не требуется.

8. Затраты на строительство фундамента $Z_{Ф}$, руб., определяются по (4.7).

9. Затраты на строительные-монтажные работы $Z_{СМР}$ определяются по (4.8). Строительно-монтажные работы для ВЭУ данного класса могут проходить с привлечением дополнительной техники (трактора, автокрана, грузового автомобиля и т.д.) и специалистов.

10. Страховка при проведении СМР ВЭУ малой мощности, как правило, не производится.

11. Закупки специального оборудования для обслуживания ВЭС не требуется.

12. Дополнительные затраты и риски $Z_{ДОП}$ для ВЭУ данного класса мощности маловероятны, так как завод-изготовитель предоставляет необходимое оборудование по типовой проработанной схеме. $Z_{ДОП}$ принимаются равным 0.

13. Затраты на преобразователи и накопители энергии $Z_{АБ}$, руб. Выработка электрической энергии часто может приходиться на часы, когда ее потребление минимально. Например, ночью и утром ветер может быть существенно сильнее, чем днем и вечером. Для накопления электрической энергии от ВЭУ рекомендуется использовать дополнительное оборудование:

- аккумуляторные батареи;
- выпрямительное устройство (при необходимости);
- контроллер заряда аккумуляторных батарей;
- инвертор для преобразования постоянного напряжения в напряжение промышленной частоты;
- счетчики, индикаторы;

– другое сопутствующее оборудование.

Стоимость сопутствующего оборудования может варьироваться в широком диапазоне в зависимости от нужд частного заказчика. Можно рассматривать Z_{AB} в размере 80 % от стоимости ВЭУ, как наиболее вероятный вариант стоимости состава дополнительного оборудования:

$$Z_{AB} = C_{ВЭУ} \cdot 0,8. \quad (4.30)$$

14. Капитальные (приведенные) затраты K_4 , руб., на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью до 15 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат.

$$K_4 = C_{ВЭС} + НДС + Z_{ТАМ} + Z_{ДОСТ} + Z_{Ф} + Z_{СМР} + Z_{ДОП} + Z_{AB}. \quad (4.31)$$

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка на базе ВЭУ малой и очень малой мощности (до 15 кВт).

Для децентрализованных населенных пунктов северных территорий в ТЭО для ВЭУ мощностью до 15 кВт определяются следующие технико-экономические показатели:

1. Общее потребление поселка $W_{общ}$, МВт·ч. $W_{общ}$ определяется на основе данных, предоставленных администрациями муниципальных районов.

2. Ежегодная выработка электрической энергии ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч. $W_{ВЭУ}$ определяется на основе технических характеристик ВЭУ и методики, представленной в п. 1.4 по (1.40).

3. Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, Гкалл, определяется по (4.11).

4. Ежегодная выработка ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч, $W_{ВЭС}$ определяется по (4.12) и в данном параметре дублирует выработку 1 ВЭУ.

5. Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС $I_{ЭК}$, руб/год. Данный параметр определяется исходя из расходов на закупку материалов. Некоторые ВЭУ малой мощности обслуживаются один раз в несколько лет. В рассматриваемом расчете приведены усредненные затраты на обслуживание ВЭУ в год. Предполагается, что основная часть работ по обслуживанию ВЭУ данного класса мощности ложится на владельца ВЭУ. В представленную сумму заложена ориентировочная цена доставки расходных материалов до северных населенных пунктов.

Размеры ежегодных издержек на различные типы ВЭУ представлены в таблице 4.4.

6. Себестоимость электрической энергии, производимой ветро-электрической станцией $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч, определяется по (4.14).

7. Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л, определяется по (4.15).

Таблица 4.4 – Затраты на расходные материалы на 1 ВЭУ

Тип ВЭУ	Стоимость расходных материалов $Z_{РАСК}$, тыс. руб/год
ТЭМЗ	21,00
Сапсан-1000	4,50
Сапсан-5000	9,57
ВЭУ 3 (6)	9,67
S-343 5 kW	12,00
Hummer H4.6-3000W	10,50

8. Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива $C_{ДТ}$, руб/л, определяется по (4.16).

9. Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу $Z_{ДТ}$, руб., определяется по формуле (4.17).

10. Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ K_U , о.е., определяется по (1.41).

11. Удельная выработка электрической энергии ВЭУ $W_{УД}$, кВт·ч/кВт, определяется по (4.14).

12. Удельные затраты на строительство ВЭС $Z_{УД}$, руб./кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС, состоящей из ветрогенераторов конкретного производителя. $Z_{УД}$ определяются по формуле

$$Z_{УД} = \frac{K_4}{P_{ВЭУ} \cdot n}. \quad (4.32)$$

13. Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветродизельной системы электроснабжения $C_{комб}$, руб/кВт·ч, определяется по (4.19).

14. Рентабельность ВЭУ в данном случае не определяется, так как владелец ВЭУ не продает электрическую энергию, а направляет на собственные нужды.

15. Срок окупаемости ВЭС T_{OK} определяется по (4.24).

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в главе 5.

Выводы по четвертой главе

1. Произведен выбор вариантов состава и установленной мощности ветроэнергетических установок в составе ветродизельных комплексов, который определяется на основе следующих характеристик: климатическое исполнение ВЭУ; объем потребления электрической энергии населенным пунктом; установленная мощность ВЭУ.

2. Современные производители предлагают ВЭУ широкого диапазона мощностей и различного технического исполнения. Для удобства рассмотрения в конкретных условиях муниципальных образований Красноярского края определены подклассы мощности ВЭУ, которые характеризуются следующими параметрами: номинальная мощность ВЭУ; габаритные размеры и вес ВЭУ; возможность ВЭУ работать на нагрузку отдельного потребителя; возможность работы ВЭУ на нужды системы электроснабжения поселка; бескрановый монтаж ВЭУ с применением специализированных подъемных устройств; необходимость использования крановой техники при монтаже ВЭУ.

3. Определены основные показатели капитальных затрат и ожидаемых издержек для типовых ВЭУ различных производителей.

4. Предложена методика определения основных технико-экономических показателей для рекомендуемого состава ВЭС, состоящих из ВЭУ мощностью от 1 до 1500 кВт.

Глава 5 ПИЛОТНЫЕ ПРОЕКТЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕВЕРНЫХ ПОСЕЛКОВ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Технические предложения по строительству ВЭС на территории Красноярского края разработаны Сибирским федеральным университетом совместно с компанией «Синильга», которая на территории Красноярского края является основной инициативной группой по строительству ВЭС средней и большой мощности. Она осуществляет продвижение ветрогенераторов немецкой компании «Nordwind Energieanlagen GmbH». Учеными данной компании разработаны инновационные генераторы с гидростатическим приводом, отличающиеся высокой производительностью и способностью работать при экстремально низких температурах (до минус 40 °С).

Представители компании «Синильга» предлагают строительство пилотного ветропарка на территории поселка Диксон. В случае удачной реализации проекта предлагается строительство ВЭС в поселках Носок, Караул и Хатанга. В дальнейшем возможно расширение сети ВЭС в населенных пунктах Таймыра, Эвенкии и поселка Туруханск.

Проект внедрения ветроэнергетических установок в поселке Диксон сам по себе является инновацией в развитии энергетики России и мировой ветроэнергетики. На сегодняшний день не существует аналогичных действующих заполярных ветроэнергетических установок, работающих параллельно с дизельной электростанцией большой мощности. Технология ветрогенераторов Nordwind также не имеет аналогов в области ветроэнергетики. Предлагаемая станция будет самой северной станцией в мире и сможет привлечь к себе большое внимание общественности и даже способствовать развитию заполярного туризма.

Процесс эксплуатации следует сопровождать многочисленными исследованиями, направленными на повышение эффективности производства электрической энергии. Полученный опыт послужит в дальнейшем в работе с аналогичными проектами.

5.1 Алгоритм технико-экономической оценки пилотного проекта

В основу технико-экономической оценки положен алгоритм, представленный в главе 4. В зависимости от класса мощности ВЭУ производится оценка различных параметров ТЭО. Данные о стоимо-

сти ВЭУ и объемах затрат на покупку запасных частей и расходных материалов получены из переписки с представителями компаний. Все цены на ВЭУ являются действительными ценами на конец 2012 г. и начало 2013 г. Все расчеты экономической эффективности и срока окупаемости произведены в ценах начала 2013 г.

В данном разделе произведен расчет ТЭО возможностей ветроэнергетических установок современных производителей в климатических условиях населенных пунктов Красноярского края (на примере поселков Диксон и Караул). В данных поселках имеется энергодефицит (основной источник электрической энергии – ДЭС) и высокий ветроэнергетический потенциал. ТЭО проведено для ВЭУ различных производителей, работающих в комбинированной ветродизельной системе электроснабжения совместно с существующими ДЭС.

При расчетах (определении стоимости ВЭУ и капитальных затрат на строительство), курс евро принимался равным 40 руб. за 1 евро, курс доллара принимался равным 30 руб. за 1 долл. Отпускной тариф на электрическую энергию принимался равным отпускному тарифу на начало 2013 г.

5.2 Пилотный проект ВЭС в поселке Диксон

5.2.1 Технико-экономическая оценка пилотного проекта в поселке Диксон

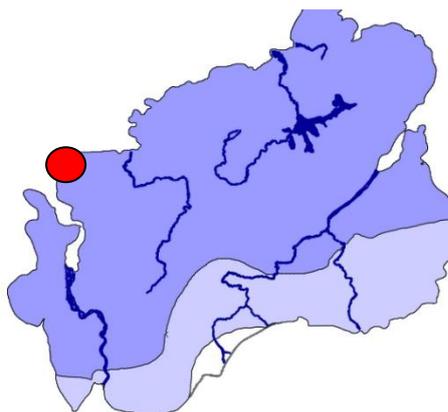


Рисунок 5.1 – Расположение пос. Диксон на карте ВЭП

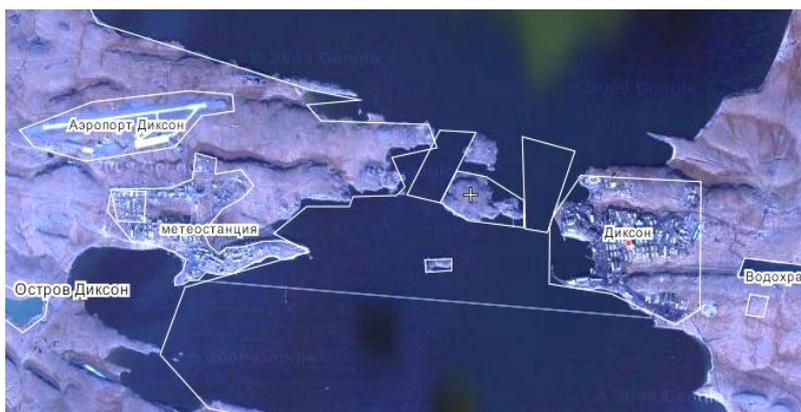


Рисунок 5.2 – Фотоснимок поселка Диксон со спутника

Географические координаты поселка: 73°30'30" с.ш., 80°31'28" в.д. Среднегодовая скорость ветра: 7,5 м/с (метеостанция № 21 Диксон).

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 г.): 24,21 руб/кВт·ч. Потребление поселка в 2012 г. – 4530,69 МВт·ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой или средней мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведено на основе генерирующего оборудования, представленного на рисунке 5.3.



Vergnet GEV R
MP275



Nordwind
NW24-180 HY-D



Nothern Power 100



Endurance E-3120



ВЭУ-30



ВЭУ ТЭМЗ



Сапсан-5000



ВЭУ 3 (6)



Hummer
H4.6-3000W

Рисунок 5.3 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.1 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

Показатель	Vergnet GEV R MP275	Nordwind NW24- 180 NY-D	Northen Power 100	Endurance E-3120	ВЭУ-30	ТЭМЗ	Сапсан 5000	ВЭУ 3 (6)	Hummer H4.6- 3000W
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стоимость 1 ВЭУ $C_{ВЭУ}$, тыс. руб.	25000	20 000	14 400	9 600	4 270	700	393	501	274
Рекомендуемое количество ВЭУ n , шт.	3	4	10	11	25	1	1	1	1
Стоимость ВЭС $C_{ВЭС}$, тыс. руб.	75	80	144	105	106,75	0,700	0,319	0,319	0,149
НДС (18 %), тыс. руб.	13500	14400	25920	19008	19215	126	57,42	57,42	26,82
Страховка $Z_{СТР1}$, тыс. руб.	2250	2400	4320	3168	3202,5	0	0	0	0
Таможенные пла- тежи $Z_{ТАМ}$, тыс. руб.	3750	4000	7200	5280	0	0	0	0	7,45
Доставка $Z_{ДОСТ}$, тыс. руб.	3600	4800	12000	7920	15000	140	78,6	100,2	54,8
Проект $Z_{ПР}$ ВЭУ, тыс. руб.	7500	8000	14400	10560	53375	0	0	0	0
Строительство фундамента $Z_{Ф}$, тыс. руб.	5250	5600	10080	7392	7472,5	49	22,33	22,33	10,43

Окончание табл. 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СМР $Z_{СМР}$, тыс. руб.	7500	8000	14400	10560	10675	70	31,9	31,9	14,9
Страховка при СМР 2 %, $Z_{СТР2}$, тыс. руб.	1500	1600	2880	2112	2135	0	0	0	0
Строительство подстанции, ЛЭП $Z_{ЛЭП}$, тыс. руб.	5000	5000	5000	5000	5000	0	0	0	0
Закупка спецтехники $Z_{СО}$, тыс. руб.	3000	3000	3000	3000	3000	0	0	0	0
Риски $Z_{ДОП}$, тыс. руб.	15000	15000	15000	15000	15000	0	0	0	0
Подъемное устройство $Z_{П}$, тыс. руб.	0	1000	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на преобразователи и накопители энергии, $Z_{АБ}$, тыс. руб.	-	-	-	-	-	560	255,2	255,2	119,2
Капитальные затраты на строительство K , тыс. руб.	142850	152800	258200	194600	240825	1645	764,45	786,05	382,6

Таблица 5.2 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

Показатель	Для электроснабжения поселка					Для электроснабжения отдельного потребителя			
	Vergnet GEV R MP275	Nordwind NW24-180 NY-D	Northern Power 100	Endu- rance E-3120	ВЭУ- 30	ТЭМЗ	Сапсан 5000	ВЭУ 3 (6)	Hummer H4.6-3000W
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч	1105,6	859,8	347,2	279,5	124,1	41,1	21,9	14,1	12,9
Ежегодная выра- ботка 1 ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, Гкалл	950,8	739,4	298,6	240,4	106,7	35,3	18,8	12,1	11,1
Ежегодная выра- ботка ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч	3316,7	3439,2	3472,3	3074,6	3101,7	41,1	21,9	14,1	12,9
Ежегодные издержки ВЭС $I_{ЭК}$, тыс. руб/год	7870,2	7120,2	13020,2	8800,2	3250,0	21,0	9,6	9,7	10,5
Себестоимость электроэнергии от ВЭС $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч	4,53	3,85	6,72	6,03	4,93	2,51	2,77	3,47	2,80
Объем «вытеснен- ного» дизельного топлива V , л	995018	1031773	1041690	922369	930509	12322	6563	4237	3862
Стоимость дизельного топли- ва $C_{ДТ}$, руб/л	46,40								

Окончание табл. 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Денежный эквивалент «вытесненному» топливу $Z_{ДТ}$, тыс. руб.	46169	47874	48334	42798	43176	572	305	197	179
Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК _у , о.е.	0,459	0,545	0,396	0,638	0,472	0,313	0,499	0,537	0,490
Удельная выработка ВЭУ $W_{уд}$, кВт·ч/кВт	4020	4777	2894	5590	4136	2738	4375	4708	4291
Удельные затраты на строительство $Z_{уд}$, тыс. руб/кВт	173,152	212,222	215,167	353,818	321,1	109,7	152,89	262,017	127,533
Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы $C_{комб}$, руб/кВт·ч	9,80	8,75	10,81	11,87	11,01	-	-	-	-
Коммерческая наценка H (20 %), тыс. руб.	13057,06	14006,39	12143,2	11181,01	11960,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Срок окупаемости $T_{ОК}$, лет	2,74	2,73	5,32	4,35	5,03	1,85	1,63	2,68	1,39

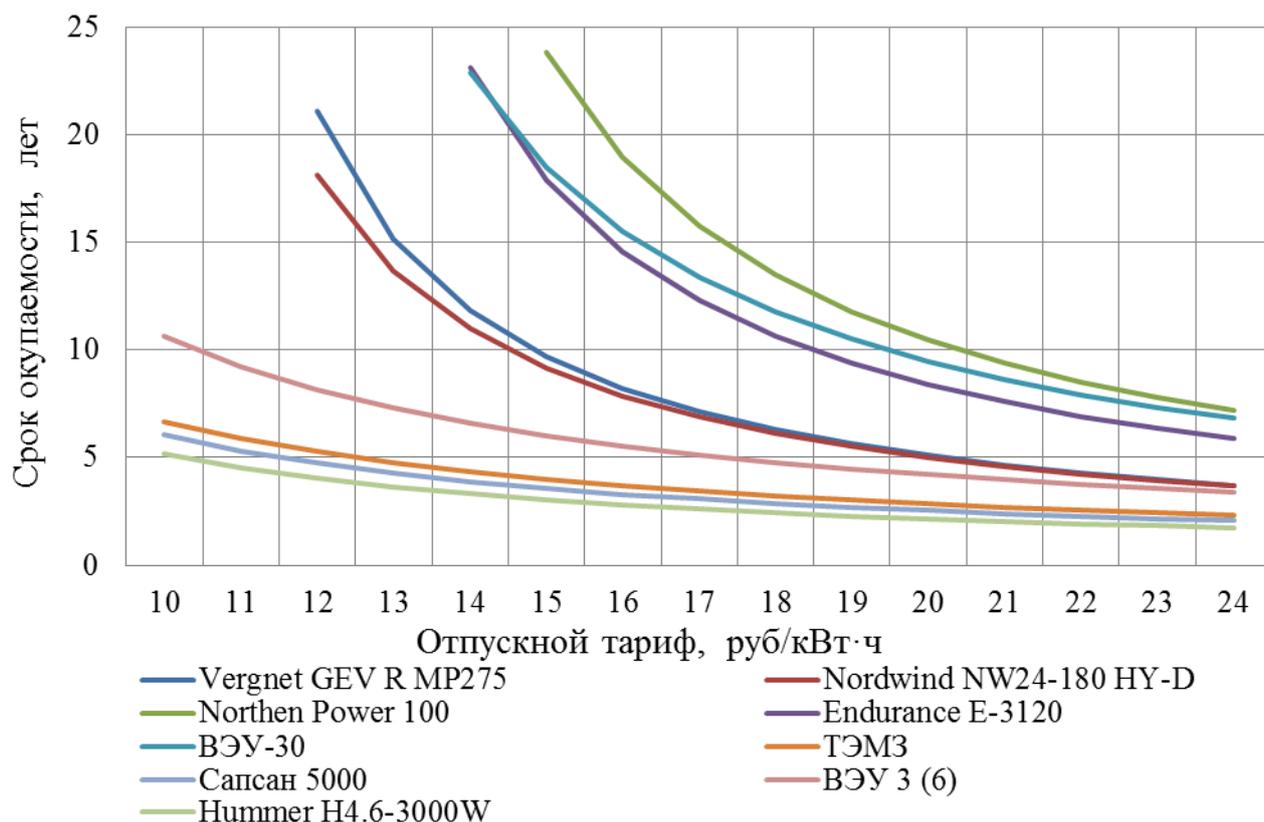


Рисунок 5.4 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

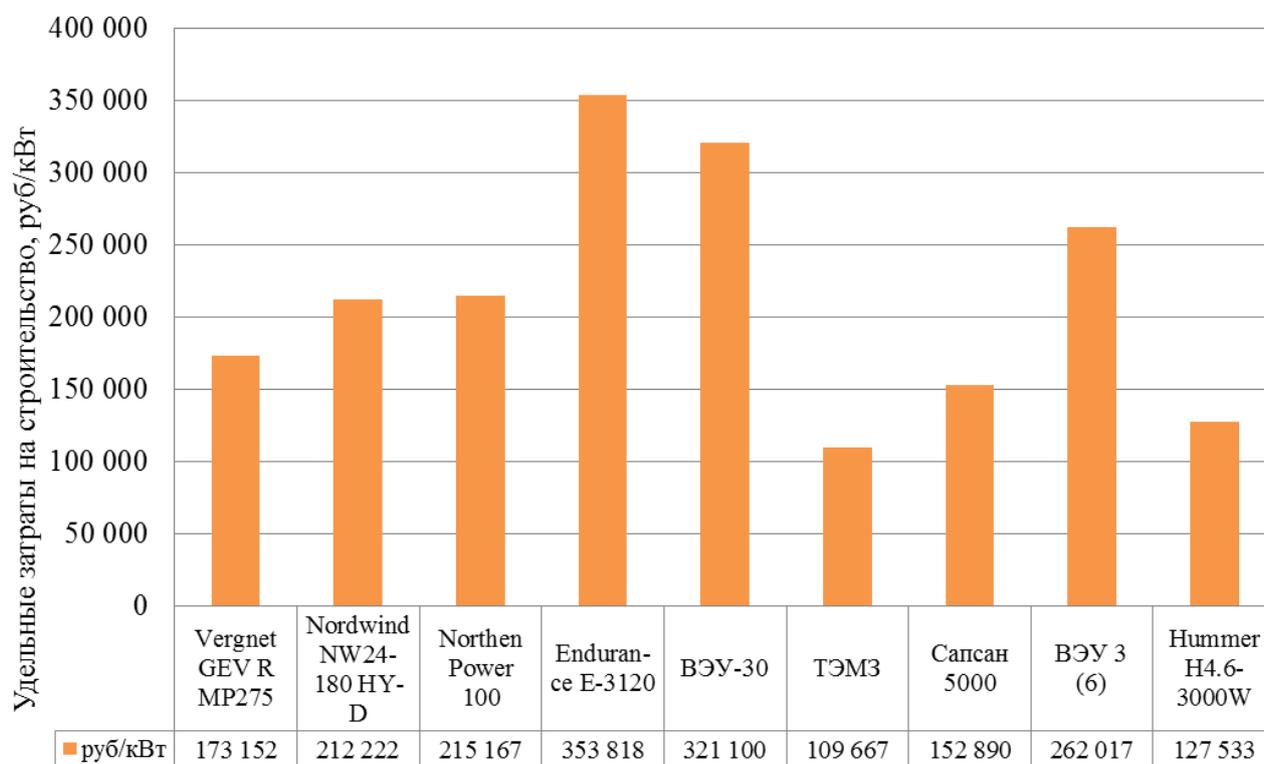


Рисунок 5.5 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

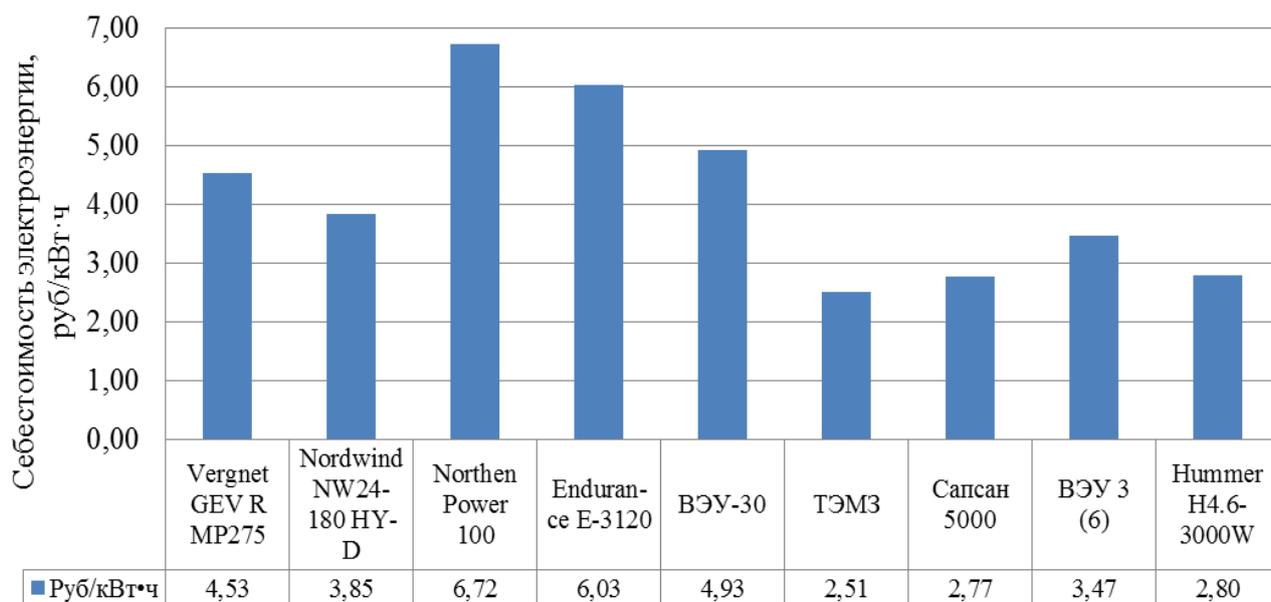


Рисунок 5.6 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

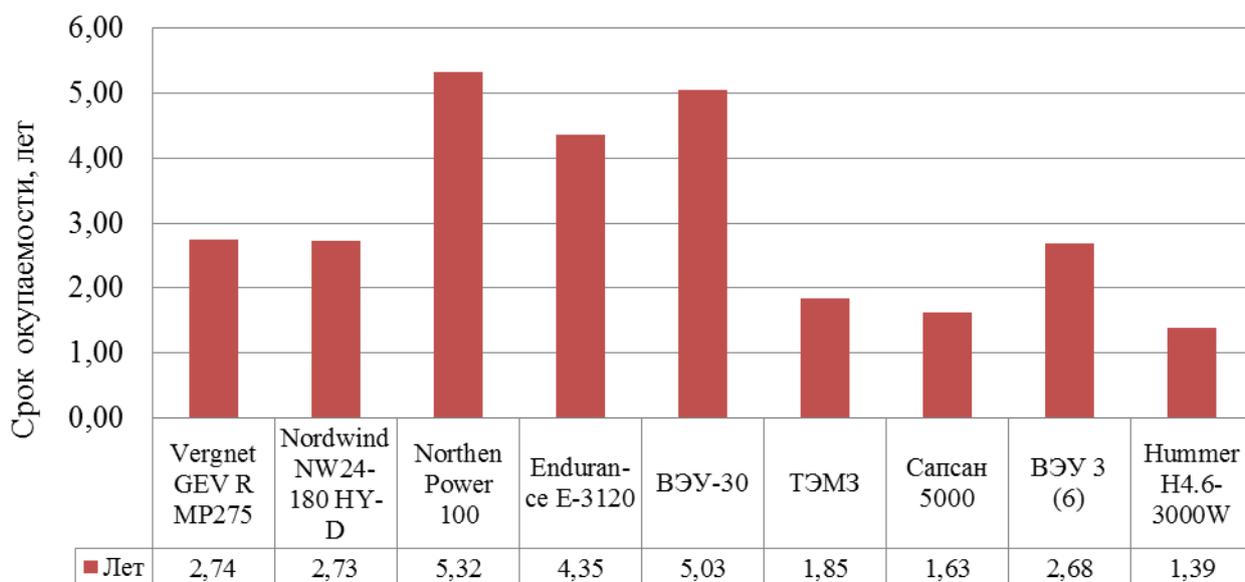


Рисунок 5.7 – Срок окупаемости, лет

5.2.2. Обоснование необходимости строительства ВЭС в поселке Диксон

Поселок Диксон расположен на севере Красноярского края в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе, в устье реки Енисей (рис. 5.8).

Диксон – скалистый остров, поселок и морской порт, расположенный в северо-восточной части Енисейского залива в Карском море на полуострове Таймыр, в 1,5 км от материка.



Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км)

- I ветровая зона;
- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 5.8 – Расположение поселка Диксон на карте ветроэнергетического потенциала Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района

Климат района суровый, чрезвычайно ветреный. Диксон – зона арктической пустыни:

- абсолютный максимум ветра – 40 м/с;
- среднегодовая скорость ветра в году $v_{\text{ср}}$ (за последние 5 лет) – 7,5 м/с [3];
- продолжительность полярной ночи – 82 дня, полярного дня – 100 дней;
- среднегодовая температура: минус 11,4 °С; среднегодовой минимум минус 13 °С; среднегодовой максимум минус 9 °С.

Осадки составляют в среднем 250 мм в год. Снег лежит в среднем 270-290 дней в году. Снег устанавливается в конце сентября и тает в июне.

На территории поселка расположены морской порт, аэропорт, участковый пункт милиции, корпус капитанов, гостиница,

метеостанция. Рядом с поселком ведутся геологоразведочные работы по изысканиям коксующихся углей. Поселок является одной из ключевых точек Северного морского пути, где корабли имеют возможность пополнить запасы горючего и произвести текущий ремонт.

Основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции. Ежегодный завоз дизельного топлива – 2 127 т в год. Ежегодный завоз угля – около 11 000 т в год. Отпускная цена на электрическую энергию – 24,21 руб/кВт·ч (по данным на начало 2013 г.). Расположение на территории поселка метеостанции и аэропорта приведено на рисунке 5.9.

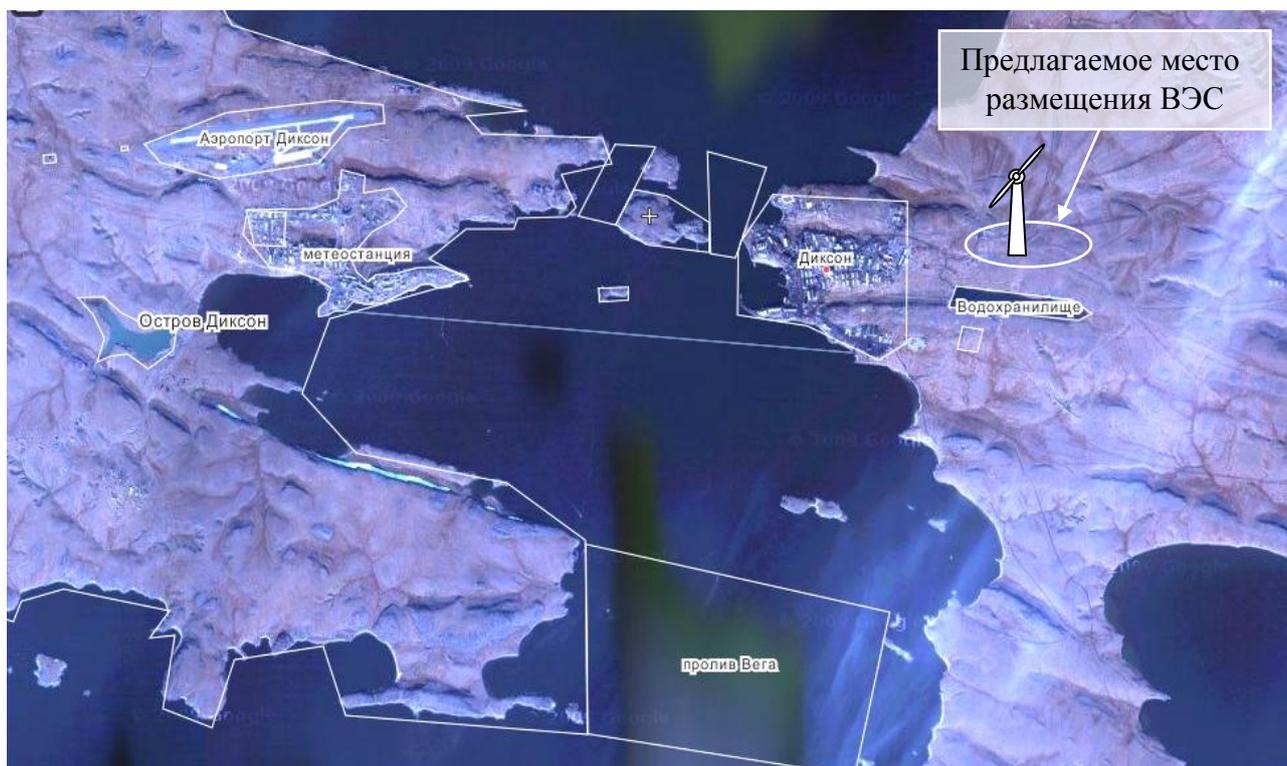


Рисунок 5.9 – Предлагаемое место строительства ВЭС

Поселок расположен на берегу Северного Ледовитого океана. Прибрежная зона океана характеризуется затяжными ветрами. Диксон – один из наиболее перспективных поселков для строительства пилотной ВЭС по следующим причинам:

- большой ВЭП региона;
- наличие энергодефицита;
- наличие морского порта позволит доставить оборудование на место;
- наличие действующего аэропорта позволит доставлять обслуживающий персонал и расходные материалы в течение всего года;

– развитая инфраструктура в населенном пункте.

Разместить ВЭС предлагается на возвышенности (сопке, расположенной возле поселка), где ВЭУ смогут показать наибольшую производительность (рис. 5.9).

Остров и материк на данный момент не имеют связи посредством кабельной линии. ВЭС рекомендуется создавать на базе ветроэнергетических установок Nordwind NW 24-180 HY-D. Данная модель ветрогенераторов позволит получить наибольшую производительность в условиях ветроэнергетического потенциала поселка Диксон.

5.2.3 Конструктивное исполнение ветрогенераторов «Nordwind»

Современные ветроэнергетические установки – это надежные машины, оснащенные системами автоматизированного управления. Для реализации проекта выбрана инновационная ветроэнергетическая установка фирмы «Nordwind Energieanlagen GmbH» (Германия), единичной мощностью 180 кВт. Планируется разместить 4 ВЭУ в поселке Диксон. Срок службы нового ветроагрегата – 25 лет. Высота башни выбирается в зависимости от мощности ветроэнергетической установки (для ВЭУ NW 24-180 HY-D она равна 35 м). Диаметр ветрового колеса составляет 24 м. В дальнейшем возможно увеличение мощности ВЭС путем дополнительного строительства ветроагрегатов.

Ветрогенераторы «Nordwind» – это современные ветрогенераторы на основе инновационных технологий, делающие ВЭУ «Nordwind» существенно более производительными по сравнению с аналогами. ВЭУ NW 24-180 HY-D – безредукторная высокопроизводительная ветроэлектрическая установка с горизонтальной осью, с двухлопастным ротором и регулируемым числом оборотов на генераторе. В ВЭУ «Nordwind» использованы высокопроизводительные синхронные генераторы, вырабатывающие электроэнергию с постоянной частотой 50 Гц. ВЭУ может эксплуатироваться изолированно от других источников энергии, а также в параллельном соединении с другими ВЭУ или электрогенераторами (дизельными, бензиновыми).

ВЭУ «Nordwind» отличаются в сравнении с другими ВЭУ следующими энергоэффективными техническими решениями:

– современный ротор, состоящий из двух лопастей с оптимизированными по мощности и минимизирующими шум профилями и интегрированной молниезащитой;

- гидростатический главный привод с непосредственно реактивными характеристиками для ограничения мощности;
- непрерывное, активное, инициируемое ротором слежение по азимуту во время рабочей эксплуатации;
- переменное число оборотов ротора, регулируемое системой автоматического управления работой ВЭУ для оптимизации выходной мощности и ограничения нагрузки;
- возможность запуска установки из холодного состояния при экстремально низких температурах (до минус 40 °С) с ротором, работающим на холостом ходу;
- полностью автоматическая система управления технологическим процессом (АСУ ТП);
- автоматическая адаптация к текущей ситуации в сети или же ситуации съема энергии путем применения интеллектуальной системы управления мощностью (IPC, Intelligent Power Control);
- встроенная система диагностики, как неотъемлемая составная часть АСУ ТП;
- дистанционный контроль и обслуживание с одного или нескольких мобильных или стационарных пунктов управления.

ВЭУ работает с изменяемым числом оборотов. Вследствие отсутствия геометрического замыкания при передаче усилия между ротором и генератором, постоянное число оборотов синхронного генератора абсолютно не зависит от числа оборотов ротора. Поэтому генератор можно непосредственно соединять с сетью или с потребителями. Частота вращения ротора генератора всегда будет оставаться постоянной, независимо от скорости ветра. В качестве генератора применяется современная безщеточная синхронная электрическая машина со встроенной системой возбуждения.

Во время рабочей эксплуатации ротор ВЭУ находится на наветренной, т.е. обращенной к ветру, стороне башни. Лопастей ротора ВЭУ привинчены неподвижно к ступице и не переставляются относительно их продольной оси, поэтому воздействие на коэффициент аэродинамического использования ротора, необходимое для регулирования мощности и ограничения нагрузки, производится исключительно путем регулирования числа оборотов ротора.

Башни новых ВЭУ предусматривается установить на специальные фундаменты, конструкция которых запроектирована с учетом рекомендаций завода-изготовителя.

5.2.4 Структурная схема ВЭС

Предлагается строительство ветропарка на основе 4 ВЭУ NW 24-180 НУ-D. Основные элементы структурной схемы предлагаемой ВЭС представлены на рисунке 5.10.

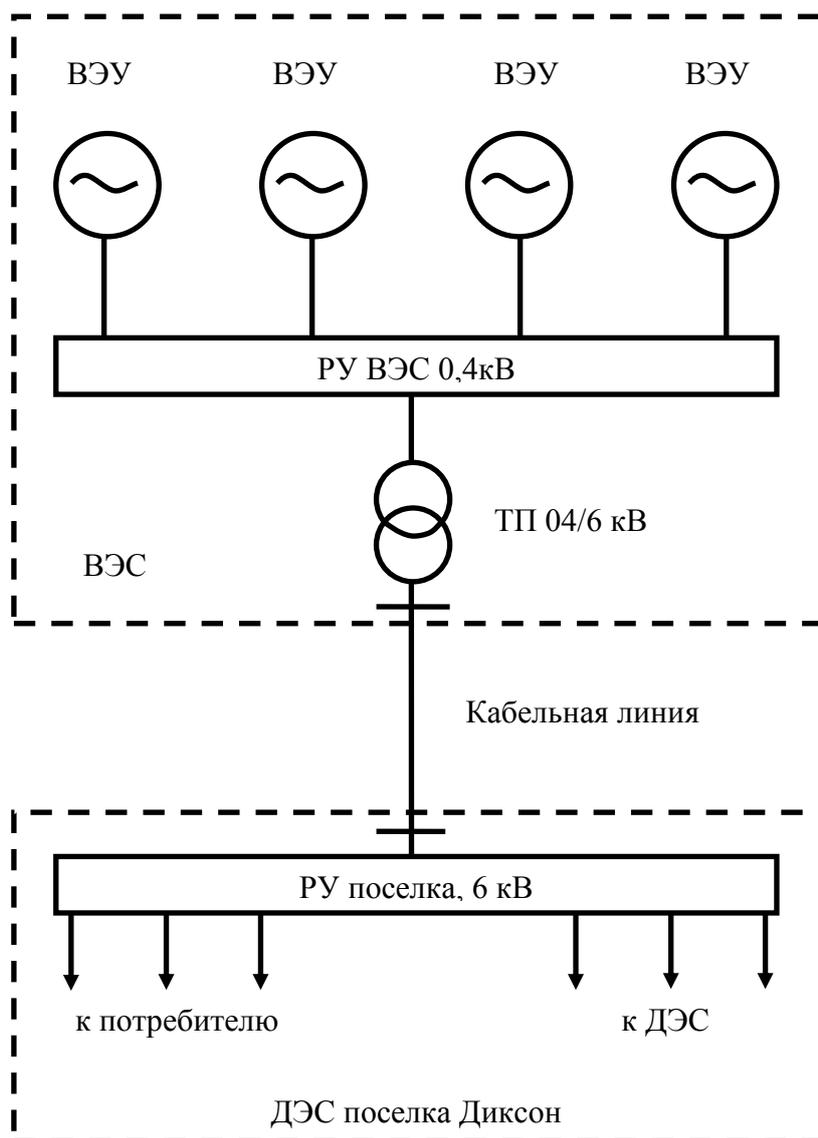


Рисунок 5.10 – Структурная схема ВЭС в поселке Диксон

В районе ветропарка предлагается установить повышающую трансформаторную подстанцию 0,4/6 кВ, повышающую напряжение с рабочего напряжения генераторов ВЭУ с 0,4 до 6 кВ. Для предотвращения аварийных режимов с отключением всех ВЭУ рекомендуется

установка РУ с выключателями 0,4 кВ. От РУ напряжение передается на повышающий трансформатор 0,4/6 кВ. От повышающего трансформатора до населенного пункта устанавливается кабельная линия 6 кВ протяженностью 2-3 км до РУ ДЭС. Существующая ДЭС имеет рабочую шину 6 кВ. К данной шине подключается кабельная линия от РУ ВЭС.

5.2.5 Режимы работы ВЭУ

Электрическая энергия, полученная ВЭУ, используется для полного или частичного покрытия собственной потребности производителя (собственные нужды) и подается полностью или частично в существующую сеть. Собственные нужды ВЭУ: система возбуждения, гидравлика, поворотные устройства, АСУ ТП и другие сопутствующие узлы. Собственные нужды ВЭУ могут составлять от 0,1 до 2 % от вырабатываемой мощности. Оставшаяся мощность передается потребителю.

Поскольку вырабатываемая мощность ВЭУ зависит только от скорости ветра, то избыточную мощность рекомендуется направлять в бойлерную (котельную) для подогрева воды системы отопления. Такое техническое решение позволит повысить энергоэффективность ВЭУ и уменьшить срок окупаемости.

Ветропарк работает параллельно с ДЭС. Эксплуатация ветродизельной энергосистемы осуществляется с помощью АСУ ТП (рис. 5.11).

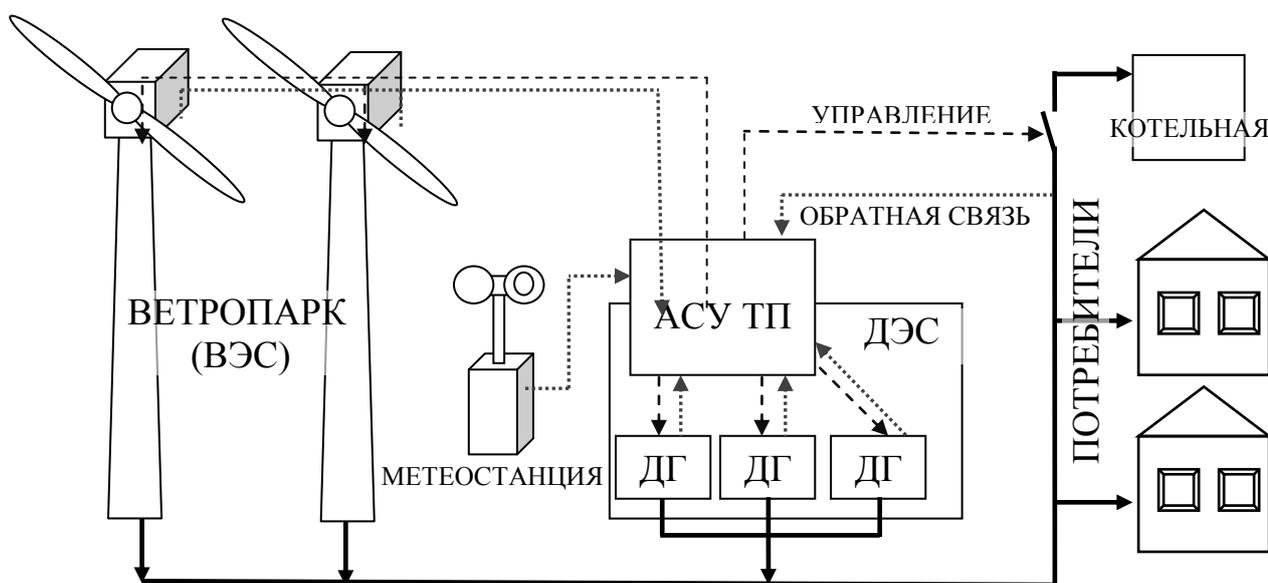


Рисунок 5.11 – Схема управления АСУ ТП

Задача АСУ ТП – оптимально распределить нагрузку между генераторами для достижения наибольшего экономического эффекта от внедрения ВЭС. Поскольку электроэнергия, выработанная ВЭУ, в разы дешевле электроэнергии от ДЭС, задачей АСУ ТП является максимальная загрузка ВЭС без перерыва в электроснабжении. Также АСУ ТП отвечает за пуск и останов дизельных генераторов и синхронизацию генерирующего оборудования. Благодаря АСУ ТП эксплуатация ветродизельной энергосистемы осуществляется в автоматическом режиме. Задачей обслуживающего персонала является наблюдение за параметрами энергосистемы, решение нестандартных ситуаций и ликвидация последствий аварийных режимов на станции.

АСУ ТП получает информацию от метеостанции, потребителей и генерирующего оборудования в режиме реального времени. Приоритет в выработке электроэнергии отдается ВЭУ. При сильном ветре электроэнергия вырабатывается только ВЭУ, но часть ДГ поддерживается в режиме горячего резерва. При уменьшении скорости ветра АСУ ТП подключает к работе часть ДГ. При отсутствии ветра вся нагрузка ложится на ДГ. Избытки электрической энергии, вырабатываемые ВЭУ, передаются на бойлерную местной котельной.

5.2.6 Затраты на реализацию проекта, план финансирования

Затраты на закупку, транспортировку и монтаж оборудования приведены в таблице 5.3. Срок реализации проекта (производство, доставка и монтаж ВЭУ) составляет около 8-9 месяцев. После запуска ветропарк начинает работать, выдавая электроэнергию в энергосистему поселка в автоматическом режиме.

Общая сумма проекта является ориентировочной и может быть уточнена инициаторами и исполнителями проекта в процессе проведения проектных работ и получения необходимых согласований.

Проект содержит ряд дополнительных затрат, направленных на организацию обслуживания ветроэнергетического предприятия. Эти затраты будут уточнены в процессе проектирования и заключения предварительных договоров. В затраты входят:

- стоимость «летней» и «зимней» униформы, спецодежда для обслуживающего персонала;
- стоимость инструмента для проведения строительномонтажных работ и обслуживания ВЭУ;

- стоимость автомобиля для доставки обслуживающего персонала и необходимого груза;
- затраты на дизельное топливо, обслуживание автомобиля, аренду склада;
- расходы на проживание обслуживающего персонала;
- расходы на питание;
- прочие расходы.

Таблица 5.3 – Капитальные затраты на строительство ветропарка из 4 ВЭУ Nordwind NW17-60, млн руб.

Затраты	Сумма
Стоимость 1 ВЭУ $C_{ВЭУ}$	20,0
Стоимость ВЭС $C_{ВЭС}$	80,0
НДС (18 %)	14,4
Страховка $Z_{СТР1}$	2,4
Таможенные платежи $Z_{ТАМ}$	4,0
Доставка $Z_{ДОСТ}$	4,8
Проект $Z_{ДОСТ\ 1\ ВЭУ}$	8,0
Строительство фундамента $Z_{Ф}$	5,0
СМР $Z_{СМР}$	8,0
Страховка при СМР 2 %, $Z_{СТР2}$	1,6
Строительство подстанции, ЛЭП $Z_{ЛЭП}$	5,0
Закупка спецтехники $Z_{СО}$	3,0
Риски $Z_{ДОП}$	15,0
Подъемное устройство $Z_{П}$	1,0
Капитальные затраты на строительство K	152,8

План финансирования состоит из следующих этапов:

1 этап – разработка проектной документации, получение всех согласований и права собственности на землю в месте строительства ветропарка. Ожидаемый объем затрат – около 15 % от общей суммы проекта. Срок реализации от 6 месяцев до 1 года.

2 этап – авансовый платеж производителю на выпуск пилотной партии ВЭУ. Ожидаемый объем затрат – около 35 % от общей суммы проекта. Срок реализации от 8 месяцев до 1 года.

3 этап – доставка оборудования, монтаж, пуск ВЭУ. Ожидаемый объем затрат – около 50 % от общей суммы проекта. Срок реализации от 1-3 месяца.

5.2.7 Обслуживание ВЭУ

В процессе эксплуатации возникает необходимость обслуживания ВЭУ. Обслуживающему персоналу необходимо следить за состоянием ВЭУ в процессе эксплуатации, производить плановый и аварийный ремонты. Обслуживание ВЭУ осуществляется обученными специалистами. Завод-изготовитель ВЭУ выражает готовность взять на себя вопросы подготовки специалистов по обслуживанию ВЭУ. Обучение будет проходить на территории Германии в учебном центре немецкой компании «Nordwind Energieanlagen GmbH».

Для обслуживания ВЭУ, проведения плановых и аварийных ремонтов, по правилам электробезопасности требуется как минимум два дежурных электромонтера. Данные специалисты могут совмещать работу на существующей ДЭС, а также могут работать независимо от существующей станции. Рекомендуются использовать специалистов, работающих вахтовым методом.

Плановые ремонты проводятся два раза в год. Учитывая климатические особенности населенного пункта, рекомендуется проводить плановые ремонты в начале мая и конце сентября. На проведение плановых ремонтов для ВЭУ NW 24-180 NY-D требуется закупка запасных частей на сумму 0,4 млн руб. каждый год и в размере 1 млн руб. один раз в 5 лет. Средний объем затрат составляет около 0,6 млн руб/год. Данная цифра приведена без учета затрат на доставку и хранение. Учитывая удаленность населенных пунктов и суровость местного климата, предлагается определить объем затрат за закупку, доставку и хранение расходных материалов в размере 0,9 млн руб/год.

В процессе эксплуатации могут возникать непредвиденные ситуации, требующие вмешательства специалистов разного профиля и уровня подготовки. Возможен даже вылет немецких инженеров к удаленной ВЭС. Также требуется поддержание работоспособности вспомогательного оборудования. Статья «дополнительные затраты» будет включать в себя:

- расходы на транспортировку и хранение расходных материалов, запасных частей и рабочего инструмента;
- затраты на ремонт и обслуживание вспомогательного оборудования;
- расходы на проживание персонала;
- прочие расходы.

При первых проведенных расчетах предлагается определить данную статью расхода в размере 1,3 млн руб/год.

В процессе эксплуатации могут возникать аварийные ситуации, вызванные природными факторами или неправильными действиями персонала. На сегодняшний день не имеется опыта системной эксплуатации ВЭУ на территории Заполярья, поэтому расчетный объем затрат на аварийные ремонты носит лишь предположительный оценочный характер. Представители завода-изготовителя предлагают определить затраты на непредвиденные и аварийные ремонты в размере 1,0 млн руб/год.

Опыт строительства ВЭУ в поселке Диксон позволит получить более точные данные и в дальнейшем создать более точные экономические модели, определяющие технико-экономические показатели заполярных ВЭС.

5.2.8 Экология

Экологический ущерб от ветроэнергетики неизмеримо меньше ущерба от использования ископаемых видов топлива для получения энергии.

Процесс сжигания дизельного топлива оказывает существенное влияние на окружающую природную среду – атмосферный воздух, водный бассейн и почву, причем выбросы в атмосферу являются главной экологической проблемой, поскольку качество атмосферного воздуха – важнейший фактор, влияющий на здоровье, санитарную и эпидемиологическую ситуацию.

В некоторых случаях строительство ветровой электростанции может привести к разрушению хрупких экосистем. Информацию относительно мест обитания охраняемых видов флоры и фауны можно получить от местных организаций, выдающих разрешения на строительство, а также от организаций по охране окружающей среды (должно учитываться при разработке проекта). ВЭУ производят два вида шума – от лопастей (свистящий звук) и механический шум от вращающихся элементов оборудования. Этот шум необходимо учитывать при строительстве ВЭУ, выдерживая определенные расстояния до жилых помещений.

Сравнительно высокая для данного диаметра ротора номинальная мощность определяется конструктивным исполнением ВЭУ – частота вращения ротора генератора всегда остается постоянной, независимо от скорости ветра. Однако это приводит к

сравнительно высоким скоростям вращения кончиков лопастей и связанному с этим возникновению шумов в диапазоне номинальной мощности. Как правило, эти шумы тонут в шумах, без того присутствующих в диапазоне расчетной скорости ветра, а не воспринимаются отдельно.

5.2.9 Заключение о возможности реализации пилотного проекта в поселке Диксон

Расчет ТЭО носит оценочный характер и имеет задачу показать общую эффективность внедрения ВЭУ. Все основные технико-экономические показатели выполнены в п. 5.2 и приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

Показатель	Значение
Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч	859,8
Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, ГКалл	739,4
Ежегодная выработка ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч	3 439,2
Ежегодные издержки ВЭС $I_{ЭК}$, тыс. руб/год	7 120,2
Себестоимость электроэнергии от ВЭС $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч	3,85
Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л	1 031 773
Стоимость дизельного топлива $C_{ДТ}$, руб/л	46,40
Денежный эквивалент «вытесненному» топливу $З_{ДТ}$, тыс. руб/год	47 874
Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ $K_{У}$, о.е.	0,545
Удельная выработка ВЭУ $W_{уд}$, кВт·ч/кВт	4 777
Удельные затраты на строительство $З_{уд}$, руб/кВт	212 222
Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы $C_{комб}$, руб/кВт·ч	8,75
Коммерческая наценка Н (20 %), тыс руб	14 006,39
Срок окупаемости $T_{ОК}$, лет	2,73

Таким образом, установка ВЭС в поселке Диксон, состоящая из четырех ВЭУ Nordwind NW24-180 NY-D, позволит более чем на 75 % покрыть потребность поселка в электрической энергии. При этом объем «вытесненного» дизельного топлива составит более 1031 т, что в денежном эквиваленте составит 47,8 млн рублей. Это позволит окупить данный проект за 2,73 года.

5.3 Строительство ВЭС для электроснабжения села Караул и поселка Носок

5.3.1 Технико-экономическая оценка пилотного проекта в селе Караул

Географические координаты села Караул: $70^{\circ}04'20''$ с.ш., $83^{\circ}11'00''$ в.д. (рис. 5.12, 5.13).

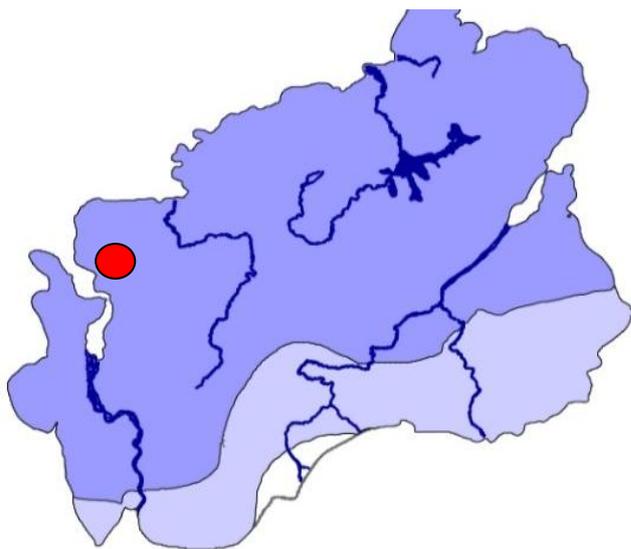


Рисунок 5.12 – Расположение села Караул на карте ВЭП



Рисунок 5.13 – Фотоснимок села Караул со спутника

Среднегодовая скорость ветра: 7,1 м/с (метеостанция № 28 Караул и Толстый Нос).

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 г.): 21,15 руб/кВт·ч. Потребление села в 2012 г. – 3390,76 МВт·ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой и средней мощности с возможностью бескранового монтажа.

ТЭО произведено на основе генерирующего оборудования, приведенного на рисунке 5.3.

Результаты расчета представлены в таблицах 5.5 и 5.6 и рисунках 5.14-5.17.

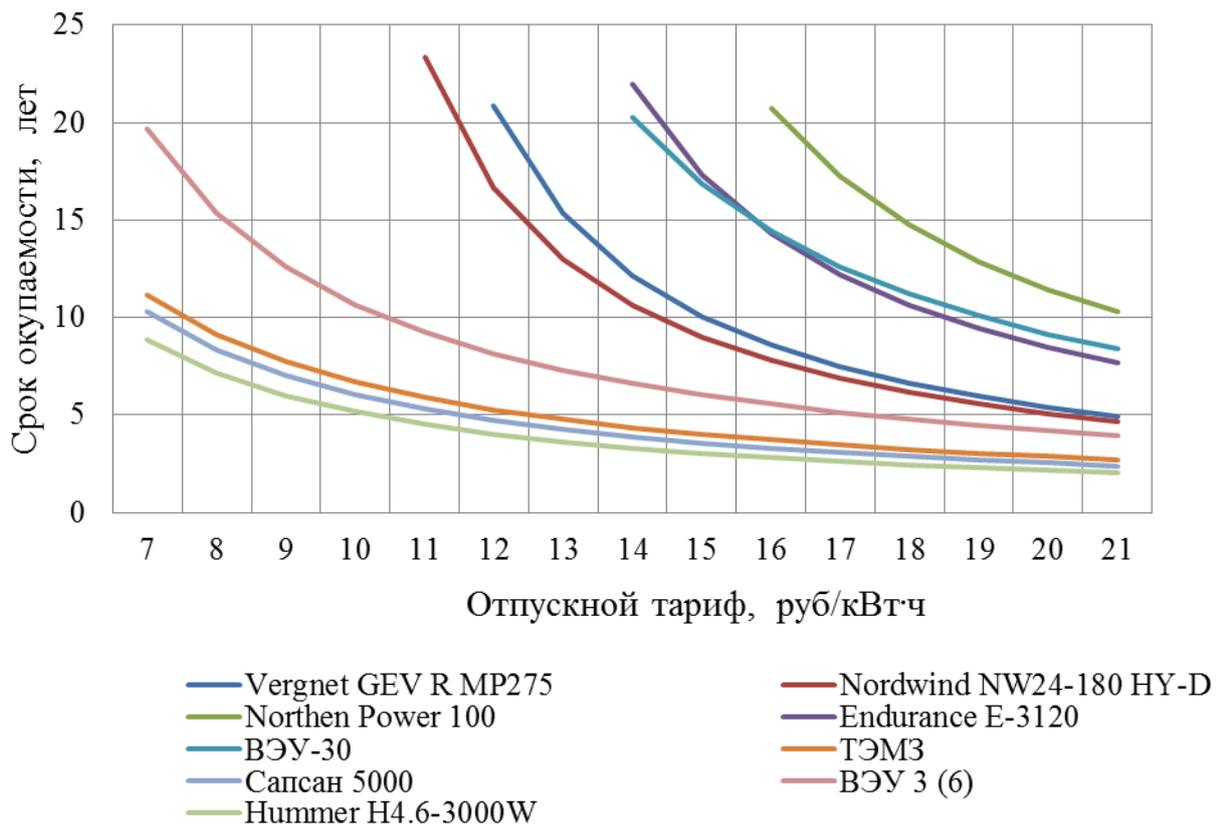


Рисунок 5.14 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

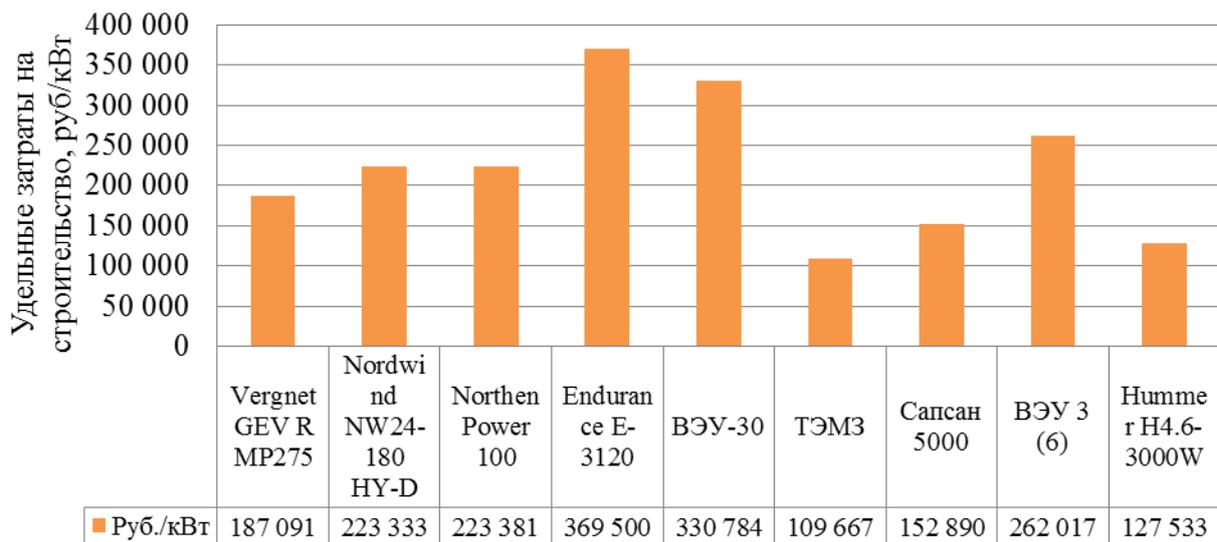


Рисунок 5.15 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Таблица 5.5 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

Показатель	Vergnet GEV R MP275	Nordwind NW24-180 HY-D	Northen Power 100	Endurance E-3120	ВЭУ-30	ТЭМ 3	Сапсан 5000	ВЭУ 3 (6)	Hummer H4.6-3000W
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стоимость 1 ВЭУ $C_{ВЭУ}$, тыс. руб.	25000	20000	14400	9600	4270	700	393	501	274
Рекомендуемое количество ВЭУ n , шт.	2	3	7	8	19	1	1	1	1
Стоимость ВЭС $C_{ВЭС}$, тыс. руб.	50000	60000	100800	76800	81130	700	319	319	149
НДС (18 %), тыс. руб.	9000	10800	18144	13824	14603	126	57,42	57,42	26,82
Страховка $Z_{СТР1}$, тыс. руб.	1500	1800	3024	2304	2433,9	0	0	0	0
Таможенные платежи $Z_{ТАМ}$, тыс. руб.	2500	3000	5040	3840	0	0	0	0	7,45
Доставка $Z_{ДОСТ}$, тыс. руб.	2400	3600	8400	5760	11400	140	78,6	100,2	54,8

Продолжение табл. 5.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Проект ВЭУ, тыс. руб. $Z_{ПР}$	5000	6000	10080	7680	40565	0	0	0	0
Строительство фундамента $Z_{Ф}$, тыс. руб.	3500	4200	7056	5376	5679,1	49	22,33	22,33	10,43
СМР $Z_{СМР}$, тыс. руб.	5000	6000	10080	7680	8113	70	31,9	31,9	14,9
Страховка при СМР 2 %, $Z_{СТР2}$, тыс. руб.	1000	1200	2016	1536	1622,6	0	0	0	0
Строительство подстанции, ЛЭП $Z_{ЛЭП}$, тыс. руб.	5000	5000	5000	5000	5000	0	0	0	0
Закупка спец-техники $Z_{СО}$, тыс. руб.	3000	3000	3000	3000	3000	0	0	0	0
Риски $Z_{ДОП}$, тыс. руб.	15000	15000	15000	15000	15000	0	0	0	0
Подъемное устройство $Z_{П}$, тыс. руб.	0	1000	0	0	0	0	0	0	0

Окончание табл. 5.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты на преобразователи и накопители энергии, Z_{AB} , тыс. руб.	-	-	-	-	-	560	255,2	255,2	119,2
Капитальные затраты на строительство K , тыс. руб.	102900	120600	187640	147800	188547	1645	764,45	786,05	382,6

228

Таблица 5.6 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

Показатель	Электроснабжение села					Электроснабжение отдельного потребителя			
	Vergnet GEV R MP275	Nordwind NW24-180 HY-D	Northern Power 100	Endurance E-3120	ВЭУ-30	ТЭМЗ	Сапсан 5000	ВЭУ 3 (6)	Hummer H4.6-3000W
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ежегодная выработка э/э 1 ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч	1105,6	859,8	327,8	279,5	124,1	41,1	21,9	14,1	12,9
Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, Гкалл	950,8	739,4	281,9	240,4	106,7	35,3	18,8	12,1	11,1

Продолжение табл. 5.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ежегодная выработка ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч	2 211,2	2 579,4	2 294,4	2 236,0	2 357,3	41,1	21,9	14,1	12,9
Ежегодные издержки ВЭС $I_{ЭК}$, тыс. руб/год	6 420,2	6 220,2	10 170,2	7 360,2	2 470,0	21,0	9,6	9,7	10,5
Себестоимость электроэнергии от ВЭС $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч	5,23	4,28	7,70	6,60	5,05	2,51	2,77	3,47	2,80
Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л	663 345	773 830	688 317	670 814	707 187	12 322	6 563	4 237	3 862
Стоимость дизельного топлива $C_{ДТ}$, руб/л	44,46								
Денежный эквивалент «вытесненному» топливу $Z_{ДТ}$, тыс. руб.	29 492	34 404	30 603	29 824	31 442	548	292	188	172
Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ $K_{У}$, о.е.	0,459	0,545	0,374	0,638	0,472	0,313	0,499	0,537	0,490
Удельная выработка ВЭУ $W_{УД}$, кВт·ч/кВт	4 020	4 777	2 731	5 590	4 136	2 738	4 375	4 708	4 291

Окончание табл. 5.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Удельные затраты на строительство $Z_{уд}$, руб/кВт	187 091	223 333	223 381	369 500	330 784	109 667	152 890	262 017	127 533
Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы $C_{комб}$, руб/кВт·ч	10,77	8,32	12,05	11,55	9,96	-	-	-	-
Коммерческая наценка H (20 %), тыс. руб.	7 040,14	8 702,17	6 170,12	6 508,45	7 591,86	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок окупаемости $T_{ок}$, лет	3,65	3,46	7,60	5,68	6,21	2,15	1,90	3,15	1,62

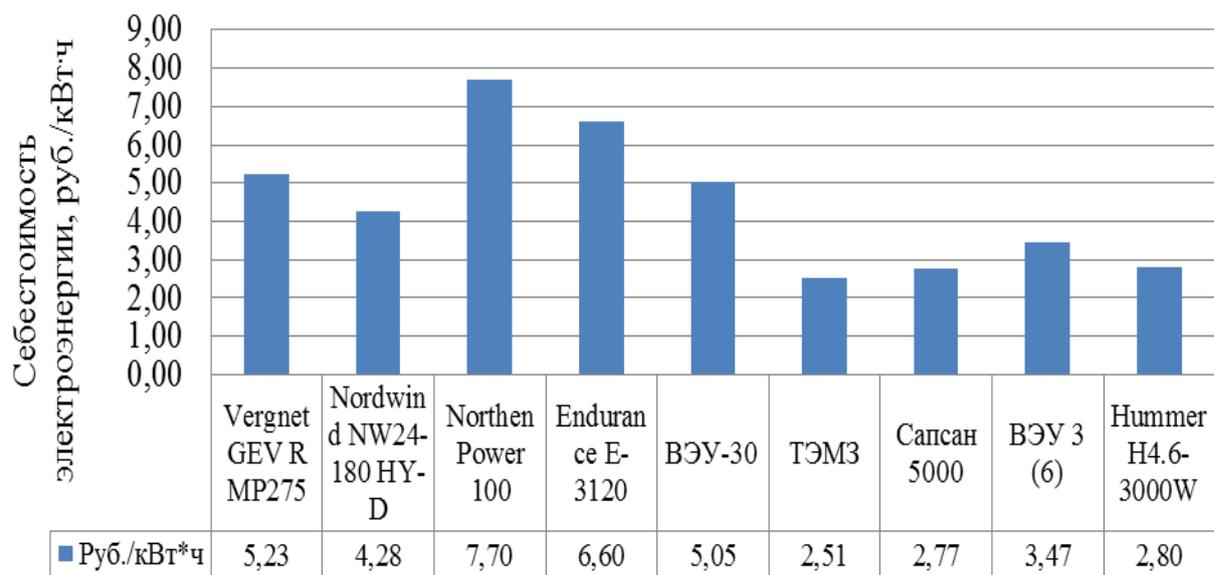


Рисунок 5.16 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

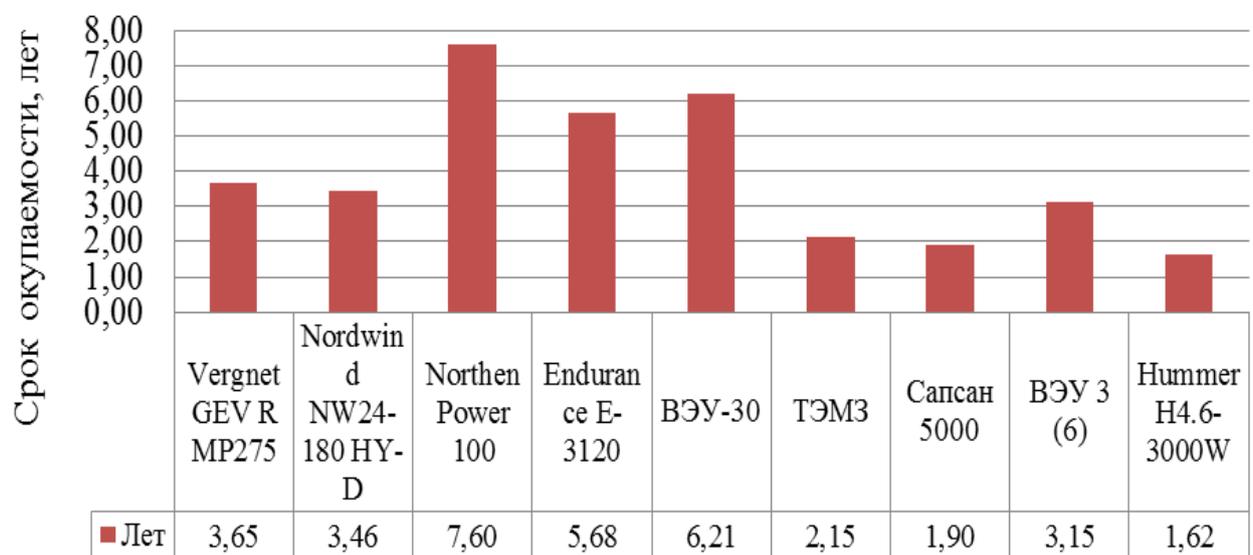


Рисунок 5.17 – Срок окупаемости, лет

5.3.2 Технико-экономическая оценка пилотного проекта в поселке Носок

Географические координаты поселка Носок: 70°10'03" с.ш., 82°19'34" в.д. (рис. 5.18, 5.19).

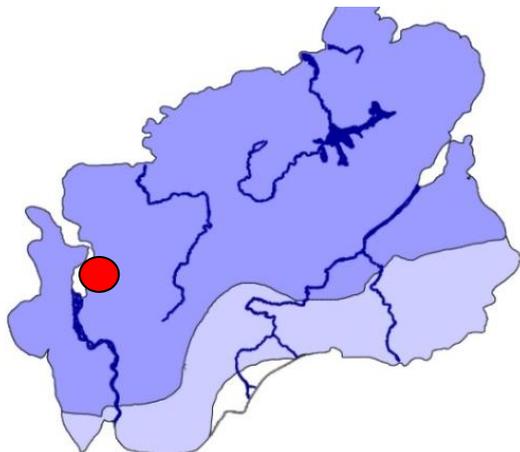


Рисунок 5.18 – Расположение поселка Носок на карте ВЭП

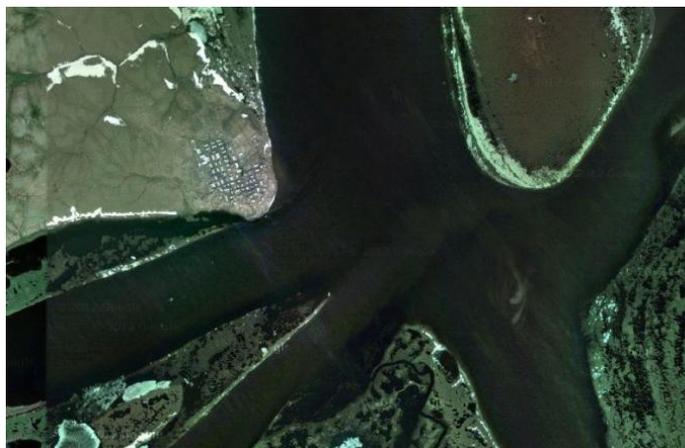


Рисунок 5.19 – Фотоснимок поселка Носок со спутника

Среднегодовая скорость ветра: 7,1 м/с (ближайшая метеорологическая станция № 28 Караул и Толстый Нос).

Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 г.): 21,15 руб/кВт·ч. Потребление поселка в 2012 г. – 2632,97 МВт·ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой и средней мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведено на основе генерирующего оборудования, представленного на рисунке 5.3.

Результаты расчета представлены в таблицах 5.7 и 5.8 и рисунках 5.20-5.23.

Таблица 5.7 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

Показатель	Vergnet GEV R MP275	Nordwind NW24- 180 NY-D	Nothern Power 100	Endurance E-3120	ВЭУ-30	ТЭМЗ	Сапсан 5000	ВЭУ 3 (6)	Hummer H4.6- 3000W
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стоимость 1 ВЭУ $C_{ВЭУ}$, тыс. руб.	25000	20000	14400	9600	4270	700	393	501	274
Рекомендуе- мое количе- ство ВЭУ n , шт.	1	2	5	6	16	1	1	1	1
Стоимость ВЭС $C_{ВЭС}$, тыс. руб.	25000	40000	72000	57600	68320	700	319	319	149
НДС (18 %), тыс. руб.	4500	7200	12960	10368	12297,6	126	57,42	57,42	26,82
Страховка $Z_{СТР1}$, тыс. руб.	750	1 200	2 160	1 728	2049,6	0	0	0	0
Таможенные платежи $Z_{ТАМ}$, тыс. руб.	1250	2000	3600	2880	0	0	0	0	7,45
Доставка $Z_{ДОСТ}$, тыс. руб.	1200	2400	6000	4320	9600	140	78,6	100,2	54,8

Окончание табл. 5.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Проект $Z_{ПР}$ ВЭУ, тыс. руб.	2500	4000	7200	5760	34160	0	0	0	0
Строительство фундамента $Z_{Ф}$, тыс. руб.	1750	2800	5040	4032	4782,4	49	22,33	22,33	10,43
СМР $Z_{СМР}$, тыс. руб.	2500	4000	7200	5760	6832	70	31,9	31,9	14,9
Страховка при СМР 2 %, $Z_{СТР2}$, тыс. руб.	500	800	1440	1152	1366,4	0	0	0	0
Строительство подстанции, ЛЭП $Z_{ЛЭП}$, тыс. руб.	5000	5000	5000	5000	5000	0	0	0	0
Закупка спецтехники $Z_{СО}$, тыс. руб.	3000	3000	3000	3000	3000	0	0	0	0
Риски $Z_{ДОП}$, тыс. руб.	15000	15000	15000	15000	15000	0	0	0	0
Подъемное устройство $Z_{П}$, тыс. руб.	0	1000	0	0	0	0	0	0	0
Затраты на преобразователи и накопители энергии, $Z_{АБ}$, тыс. руб.	-	-	-	-	-	560	255,2	255,2	119,2
Капитальные затраты на строительство K , тыс. руб.	62950	88400	140600	116600	162408	1645	764,45	786,05	382,6

Таблица 5.8 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

Показатель	Электроснабжение поселка					Электроснабжение отдельного потребителя			
	Vergnet GEV R MP275	Nordwind NW24-180 HY-D	Nothern Power 100	Endurance E-3120	ВЭУ-30	ТЭМЗ	Сапсан 5000	ВЭУ 3 (6)	Hummer H4.6-3000W
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ежегодная выработка э/э 1 ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч	1066,3	813,2	327,8	272,8	116,4	37,5	21,0	13,3	24,8
Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, Гкалл	917,0	699,4	281,9	234,6	100,1	32,3	18,0	11,4	21,3
Ежегодная выработка ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч	1066,3	1626,5	1638,8	1636,7	1863,0	37,5	21,0	13,3	24,8
Ежегодные издержки ВЭС $I_{ЭК}$, тыс. руб/год	4420,2	5320,2	8270,2	6400,2	2080,0	21,0	9,6	9,7	10,5
Себестоимость электроэнергии от ВЭС $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч	7,10	5,45	8,48	7,47	5,48	2,75	2,89	3,68	1,45

Продолжение табл. 5.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л	319896	487939	491653	491007	558899	11255	6291	3989	7436
Стоимость дизельного топлива $C_{ДТ}$, руб/л	44,69								
Денежный эквивалент «вытесненному» топливу $Z_{ДТ}$, тыс. руб.	14296	21 806	21 972	21 943	24 977	503	281	178	332
Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ K_y , о.е.	0,443	0,516	0,374	0,623	0,443	0,286	0,479	0,506	0,524
Удельная выработка ВЭУ $W_{уд}$, кВт·ч/кВт	3878	4518	2731	5456	3881	2501	4194	4432	8262
Удельные затраты на строительство $Z_{уд}$, руб/кВт	228909	245556	234333	388667	338350	109667	152890	262017	127533

Окончание табл. 5.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы $C_{комб}$, руб/кВт·ч	15,46	11,45	13,26	12,65	10,06	-	-	-	-
Коммерческая наценка H (20 %), тыс. руб.	2997,00	5108,71	4153,48	4477,17	5840,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Срок окупаемости $T_{ок}$, лет	5,25	4,33	8,46	6,51	6,95	2,38	2,00	3,38	0,78

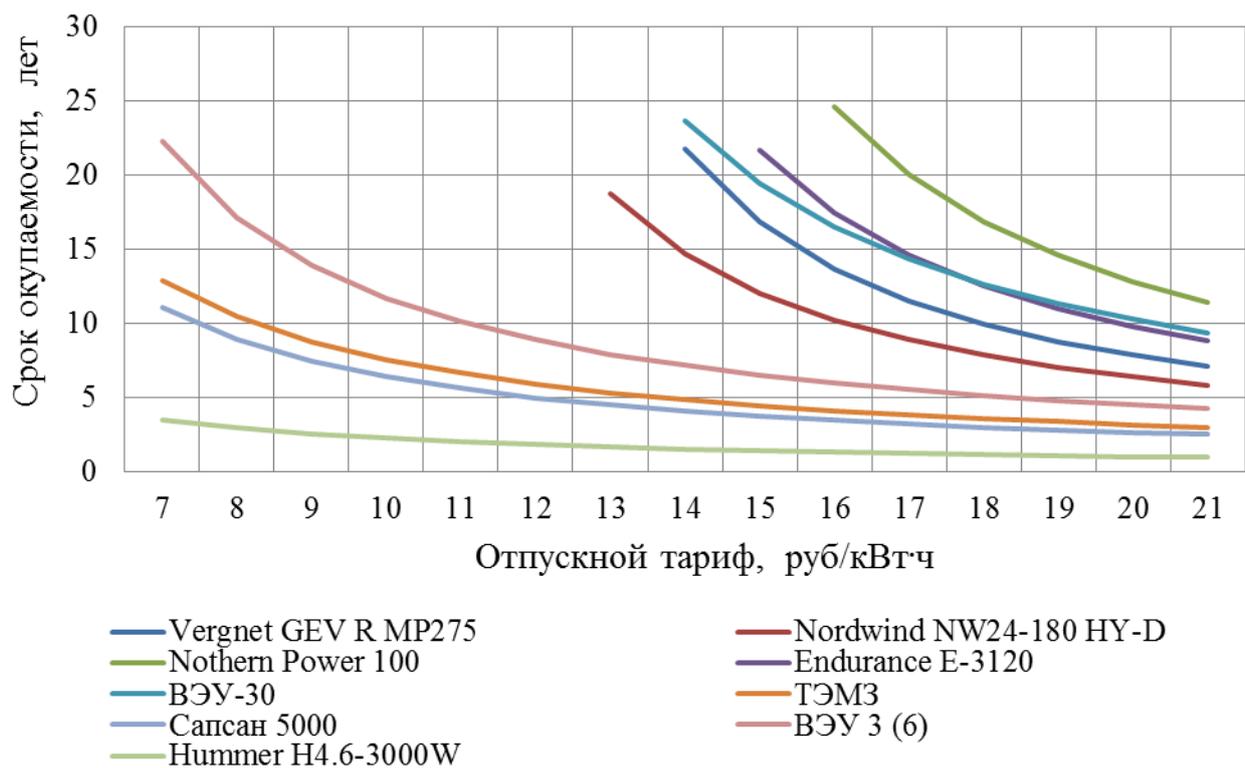


Рисунок 5.20 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

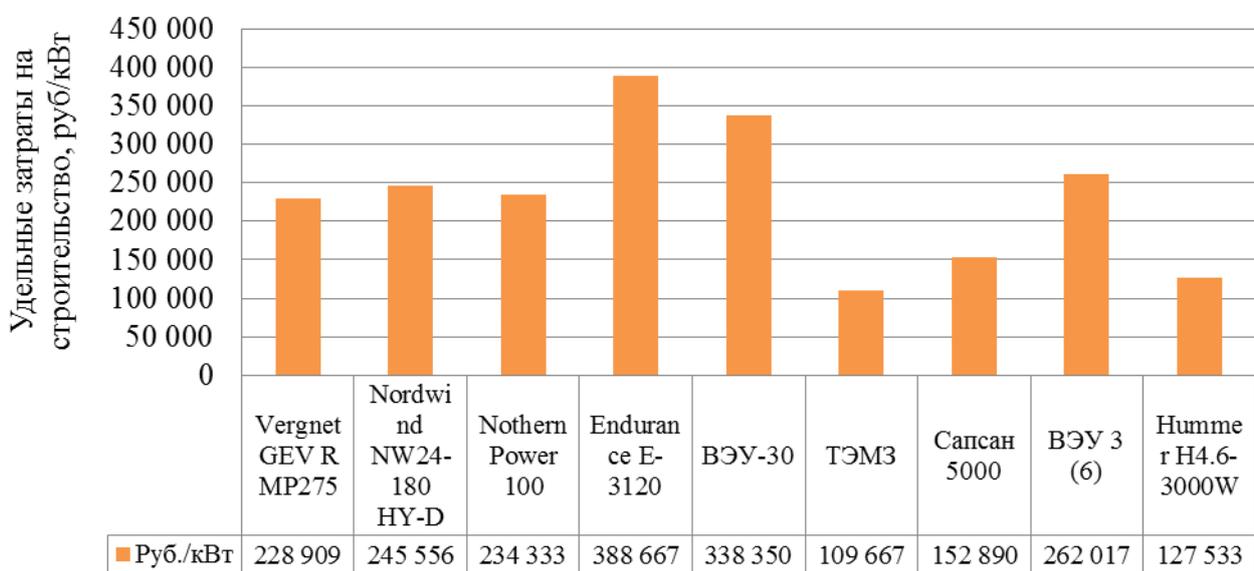


Рисунок 5.21 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

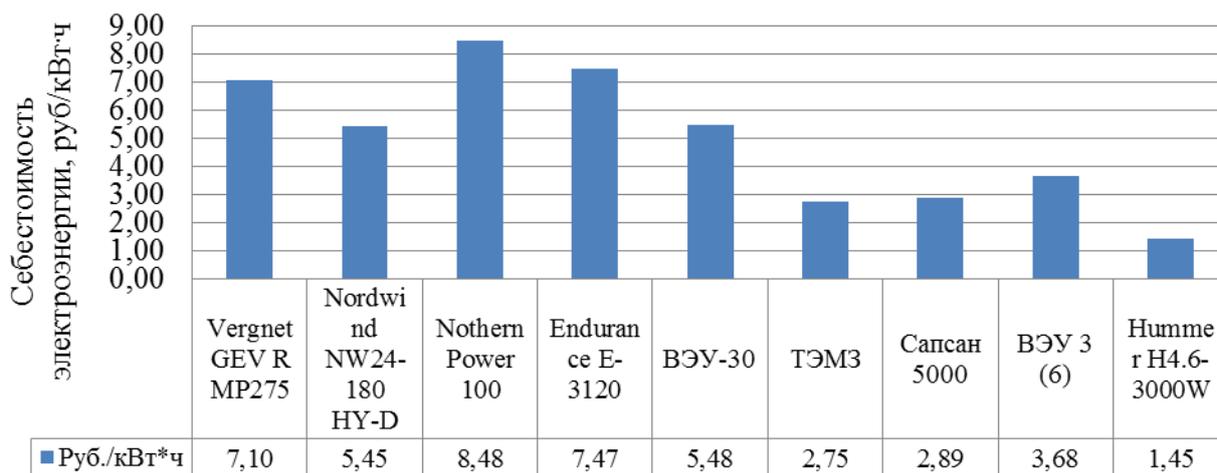


Рисунок 5.22 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

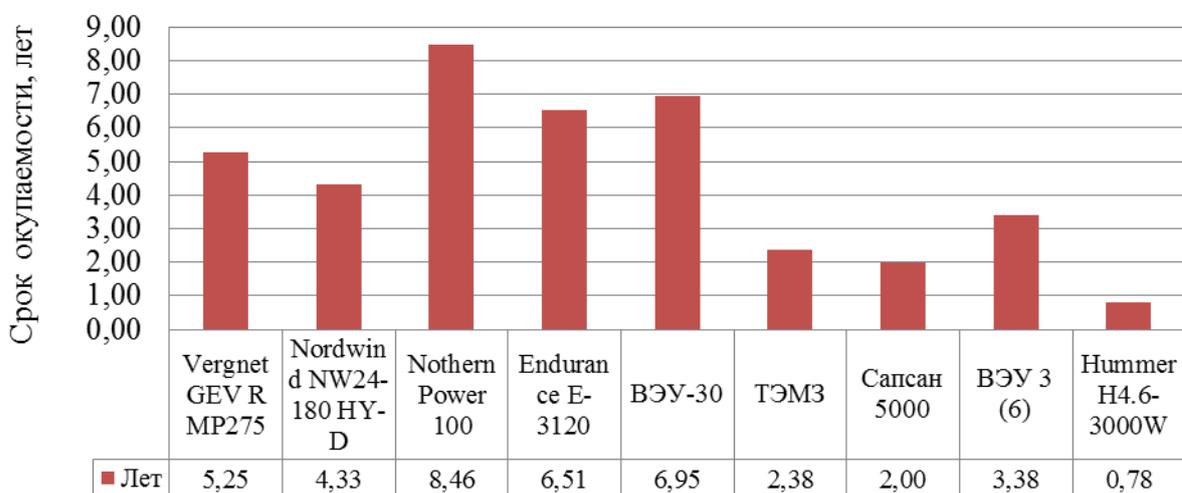
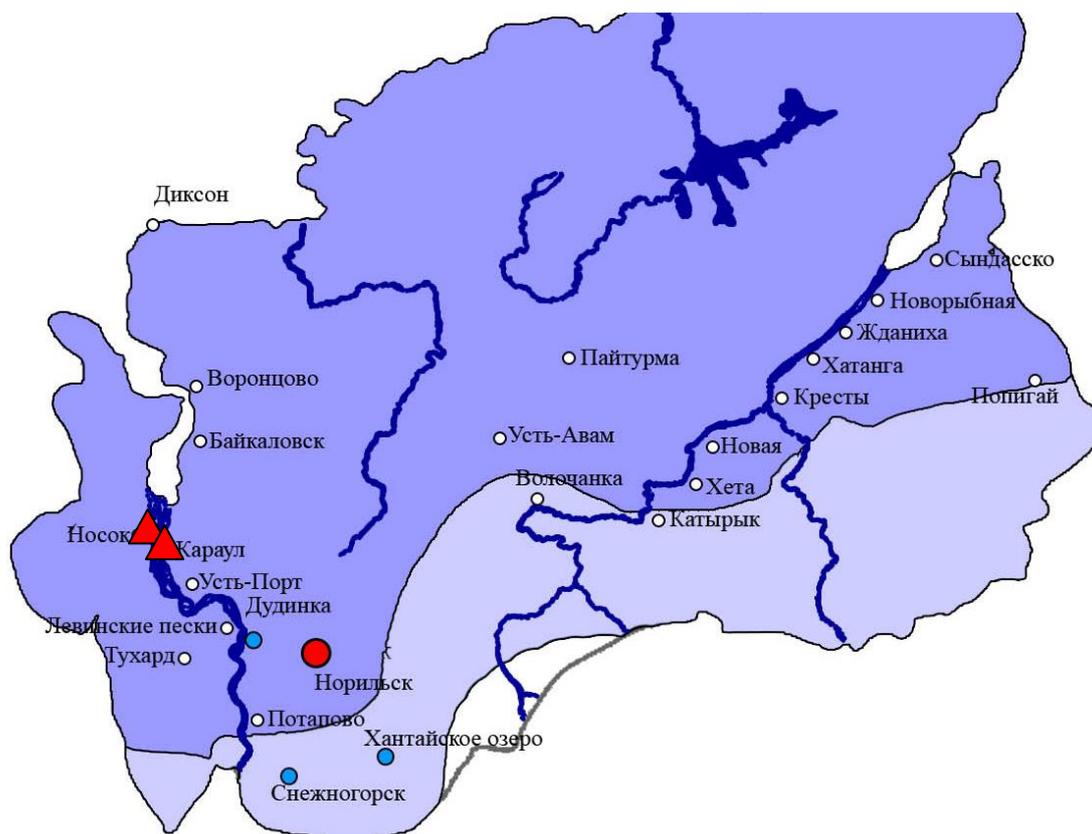


Рисунок 5.23 – Срок окупаемости, лет

5.3.3 Обоснование необходимости строительства ВЭС в селе Караул и поселке Носок

Село Караул – районный центр Усть-Енисейского района, расположен в 70 км от пос. Усть-Порт, на высоком правом берегу Енисея (рис. 5.24).

Климат суровый, поселок расположен в зоне тундры, открытое земледелие невозможно, даже летом заморозки являются обычным явлением, а летние дневные температуры составляют 10-12 °С, зимой же обычным явлением являются морозы минус 40 °С и ниже.



Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км)

- I ветровая зона;
- II ветровая зона;
- III ветровая зона

Рисунок 5.24 – Расположение села Караул и поселка Носок на карте ветроэнергетического потенциала Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района

Территория села Караул является местностью холмисто-увалистой, заболоченной; имеются многочисленные озера, небольшие мелководные речушки. Основная река – Енисей, которая является главной транспортной артерией не только поселения, но и всего Таймырского муниципального района.

В селе имеются детский сад, средняя общеобразовательная школа, дом культуры, две библиотеки и районная больница на 25 койкомест. В селе Караул работает цех по переработке и копчению рыбы мощностью около 4 т продукции в месяц.

Основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции. Ежегодный завоз дизельного топлива – 3390,76 т в год. Ежегодный завоз угля – около 700 т в год. Отпускная цена на электрическую энергию – 21,15 руб/кВт·ч (по данным на начало 2013 г).

Предлагается строительство ВЭС села на основе 3 ВЭУ NW 24-180 NY-D. Данные ВЭУ рекомендуется разместить в непосредственной близости села для работы на общую сеть поселка 0,4 кВ.

Поселок Носок расположен на севере Красноярского края в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе, на берегу протоки Ушакова в устье реки Енисей (рис. 5.24). По протоке в летнюю навигацию заходят речные суда. В низовьях Енисея это один из самых крупных населенных пунктов района. Оленеводы, охотники и рыбаки поселка ведут кочевой образ жизни. Их дети живут в интернате поселковой средней школы, который располагается в трех зданиях, также в поселке имеются пекарня, баня, больница, школа, детский сад, почта, дом культуры и церковь. На территории поселка расположена вертолетная площадка. Основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции. Завоз дизельного топлива в 2012 г. составил 140 т. Отпускная цена на электрическую энергию – 21,15 руб. кВт·ч (по данным на начало 2013 г.).

Предлагается строительство ВЭС поселка на основе 2 ВЭУ NW 24-180 NY-D. Данные ВЭУ рекомендуется разместить в непосредственной близости поселка для работы на общую сеть поселка 0,4 кВ.

5.3.4 Затраты на реализацию проекта, план финансирования

Затраты на закупку, транспортировку и монтаж оборудования приведены в таблице 5.9. При расчетах курс евро принимался равным 40 руб. за 1 евро. Срок реализации проекта (производство, доставка и монтаж ВЭУ) составляет около 8-9 месяцев. После запуска ветропарк начинает работать, выдавая электроэнергию в энергосистему поселка в автоматическом режиме.

Общая сумма проекта является ориентировочной и может быть уточнена инициаторами и исполнителями проекта в процессе проведения проектных работ и получения необходимых согласований.

Проект содержит ряд дополнительных затрат, направленных на организацию обслуживания ветроэнергетического предприятия. Эти затраты будут уточнены в процессе проектирования и заключения предварительных договоров.

**Таблица 5.9 – Капитальные затраты на строительство
Ветропарков из ВЭУ модели Nordwind NW24-180**

Показатель	Значение	
	пос. Носок	село Караул
Стоимость 1 ВЭУ $C_{ВЭУ}$, млн руб.	20,0	20,0
Рекомендуемое количество ВЭУ n , шт.	2	3
Стоимость ВЭС $C_{ВЭС}$, млн руб.	40,0	60,0
НДС (18 %), млн руб.	7,2	10,8
Страховка $Z_{СТР1}$, млн руб.	1,2	1,8
Таможенные платежи $Z_{ТАМ}$, млн руб.	2,0	3,0
Доставка $Z_{ДОСТ}$, млн руб.	2,4	3,6
Проект $Z_{ДОСТ1 ВЭУ}$, млн руб.	4,0	6,0
Строительство фундамента $Z_{Ф}$, млн руб.	2,8	4,2
СМР $Z_{СМР}$, млн руб.	4,0	6,0
Страховка при СМР 2 %, $Z_{СТР2}$, млн руб.	0,8	1,2
Строительство подстанции, ЛЭП $Z_{ЛЭП}$, млн руб.	5,0	5,0
Закупка спецтехники $Z_{СО}$, млн руб.	3,0	3,0
Риски $Z_{ДОП}$, млн руб.	15,0	15,0
Подъемное устройство $Z_{П}$, млн руб.	1,0	1,0
Капитальные затраты на строительство K , млн руб.	88,4	120,6

План финансирования состоит из следующих этапов:

1 этап – разработка проектной документации, получение всех согласований и права собственности на землю в месте строительства ветропарка. Ожидаемый объем затрат – около 15 % от общей суммы проекта. Срок реализации от 6 месяцев до 1 года.

2 этап – авансовый платеж производителю на выпуск пилотной партии ВЭУ. Ожидаемый объем затрат – около 35 % от общей суммы проекта. Срок реализации от 8 месяцев до 1 года.

3 этап – доставка оборудования, монтаж, пуск ВЭУ. Ожидаемый объем затрат – около 50 % от общей суммы проекта. Срок реализации от 1-3 месяца.

5.3.5 Заключение о возможности реализации пилотного проекта в селе Караул и поселке Носок

Данный расчет носит оценочный характер и имеет задачу показать общую эффективность внедрения ВЭУ. Все основные технико-экономические показатели взяты из пп. 5.3.1 и 5.3.2, приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Показатели экономической эффективности ВЭУ модели Nordwind NW24-180

Показатель	Село Караул	Пос. Носок
Общее потребление поселка, $W_{общ}$, МВт·ч	3 390,8	2 633,0
Ежегодная выработка э/э 1 ВЭУ $W_{ВЭУ}$, МВт·ч	859,8	813,2
Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ $Q_{ВЭУ}$, Гкалл	739,4	699,4
Ежегодная выработка ветропарком $W_{ВЭС}$, МВт·ч	2 579,4	1 626,5
Ежегодные издержки ВЭС $I_{ЭК}$, тыс. руб/год	6 220,2	5 320,2
Себестоимость электроэнергии от ВЭС $C_{ВЭС}$, руб/кВт·ч	4,28	5,45
Объем «вытесненного» дизельного топлива V , л	773 830	487 939
Стоимость дизельного топлива $C_{ДТ}$, руб/л	44,46	44,69
Денежный эквивалент «вытесненному» топливу $З_{ДТ}$, тыс. руб.	34 404	21 806
Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ $K_{У}$, о.е.	0,545	0,516
Удельная выработка ВЭУ $W_{уд}$, кВт·ч/кВт	4 777	4 518
Удельные затраты на строительство $З_{уд}$, руб/кВт	223 333	245 556
Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы $C_{комб}$, руб/кВт·ч	8,32	11,45
Коммерческая наценка H (20 %), тыс. руб.	8 702,17	5 108,71
Срок окупаемости $T_{ОК}$, лет	3,46	4,33

Таким образом, ВЭС в селе Караул, состоящая из трех ВЭУ Nordwind NW24-180 HY-D, позволит более чем на 76 % покрыть потребность села в электрической энергии. При этом объем «вытесненного» дизельного топлива составит более 773 т, в денежном эквиваленте составит 34,4 млн руб. Это позволит окупить данный проект за 3,46 года.

ВЭС в поселке Носок, состоящая из двух ВЭУ Nordwind NW24-180 HY-D, позволит более чем на 61 % покрыть потребность поселка в электрической энергии. При этом объем «вытесненного» дизельного

топлива составит более 487 т, в денежном эквиваленте составит 21,8 млн руб., что позволит окупить данный проект за 4,33 года.

Развитие сети ВЭС в различных населенных пунктах севера Красноярского края в итоге позволит снизить затраты на обслуживание ВЭС, так как одна и та же команда специалистов сможет обслуживать сразу несколько поселков.

На данный момент ВЭС в поселке Носок и селе Караул являются более отдаленной перспективой, чем строительство пилотной ВЭС в поселке Диксон. Предлагается запустить строительство ВЭС в данных населенных пунктах «второй очередью» после поселка Диксон.

Выводы по пятой главе

1. Произведена технико-экономическая оценка ВЭУ различных производителей для северных территорий Красноярского края, таких как поселки Диксон и Носок, село Караул, являющихся наиболее перспективным для развития ветроэнергетики Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района.

2. Развитие ветроэнергетики на территории Таймыра технически возможно и приведет к существенному снижению объемов сжигаемого дизельного топлива и снижению тарифов на электроэнергию, что может способствовать развитию местного частного предпринимательства (оленоводство, рукоделие, этнические ремесла) и дальнейшему развитию Северного морского пути.

3. Выполнено обоснование проекта строительства пилотной ВЭС в поселке Диксон. В настоящее время основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции. Ежегодный завоз дизельного топлива – 2 127 т в год. Ежегодный завоз угля – около 11 000 т в год. Отпускная цена на электрическую энергию – 24,21 руб/кВт·ч (по данным на начало 2013 г.).

4. Диксон – один из наиболее перспективных поселков для строительства пилотной ВЭС с учетом следующих факторов: большой ВЭП региона; имеющийся энергодефицит; наличие морского порта позволит доставить оборудование на место; существование действующего аэропорта позволит доставлять обслуживающий персонал и расходные материалы в течение всего года; развитая инфраструктура в этом населенном пункте.

5. Для реализации проекта выбрана инновационная ветроэнергетическая установка фирмы «Nordwind Energieanlagen GmbH» (Германия) единичной мощностью 180 кВт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проеден анализ ветроэнергетического потенциала Красноярского края. Наибольшим ветроэнергетическим потенциалом обладает северная часть края – Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район. Удельная мощность ветра составляет до $1263,3 \text{ Вт/м}^2$. Годовая удельная потенциальная энергия ветра составляет до $7376,9 \text{ кВт}\cdot\text{ч/м}^2$ в год.

Большая часть территории муниципального района является энергодефицитной и получает электроэнергию от ДЭС. С точки зрения ветроэнергетического потенциала и энергодефицита перспективными к строительству ветроэлектростанций являются следующие населенные пункты Таймыра: Диксон, Хатанга, Караул, Носок, Левинские пески, Каяк, Усть-Авам, Сындасско, Новорыбная, Жданиха, Кресты, Новая, Катырык, Хета, Волочанка, Хантайское озеро, Попигай, Потапово. В населенных пунктах Таймыра перспективно устанавливать ВЭУ с возможностью бескранового монтажа и адаптированные к арктическому климату. Пилотный проект предлагается реализовать в поселке Диксон Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района с установленной мощностью ВЭУ в 720 или 1080 кВт. Предлагается развить сеть ветроэлектрических станций и установить 7740 кВт генерирующих мощностей ВЭУ для электроснабжения 19 населенных пунктов, это позволит ежегодно вырабатывать 23764,4 МВт·ч электрической энергии, что составляет 12,2 % от общей электроэнергии, вырабатываемой ДЭС, и экономить 6470,45 т дизельного топлива, что составляет около 5,1 % от общего расхода дизельного топлива для электроснабжения удаленных пунктов. Расчетная себестоимость электроэнергии от ВЭУ – от 3 руб. за 1 кВт·ч и более.

Развитие масштабной ветроэнергетики в других муниципальных образованиях также возможно, но будет перспективно только после получения опыта эксплуатации ВЭУ на территории Таймыра.

Произведен анализ технологий производителей генерирующих мощностей ВЭУ. Ветроэнергетика перспективна для выработки электрической энергии. Использование ветроэнергетики для выработки тепловой энергии возможно за счет прямого преобразования электрической энергии в тепловую, например, через электробойлерные. Зарубежные производители ориентированы в основном на производст-

во ВЭУ большой мощности, так как в западных странах на сегодняшний день имеется большой спрос на ВЭУ большой мощности (программа «20/20»). Отечественная промышленная ветроэнергетика технически существенно отстала от западной. Для электроснабжения потребителей Таймыра рекомендуется использование зарубежных ВЭУ мощностью более 50 кВт. Перспективно создание совместного производства ВЭУ на территории России по зарубежным технологиям.

Технологиями, подходящими для строительства ВЭУ на Таймыре (северное исполнение, возможность бескранового монтажа), обладают всего 4 компании: «Nordwind Energieanlagen GmbH» (Германия), «Vergnet Eolien» (Франция), «Endurance wind power» (Великобритания), «Northern power systems» (США). Наиболее перспективными технологиями для северных территорий Красноярского края располагают две компании: «Nordwind Energieanlagen GmbH» и «Vergnet Eolien». Обе компании проявляют интерес к российскому рынку ветроэнергетики. Расчетная удельная стоимость строительства ВЭС составляет около 212 222 руб/кВт (для ВЭУ мощностью 180 кВт) и 173 152 руб/кВт (для ВЭУ мощностью 275 кВт) соответственно. Разница в затратах определяется необходимостью для ВЭУ «Nordwind» докупать подъемное устройство для бескранового монтажа. Предпочтение рекомендуется отдать компании «Nordwind Energieanlagen GmbH» по следующим причинам:

- прогрессивное техническое исполнение ВЭУ позволяет получить более высокую производительность и стойкость к низким температурам, по сравнению с технологией компании «Vergnet Eolien» (расчетная себестоимость электрической энергии и расчетный срок окупаемости ниже, минимальная расчетная температура у ВЭУ «Vergnet» минус 20 °С, у ВЭУ «Nordwind» минус 40 °С);

- представители компании «Nordwind» выражают готовность взять на себя затраты на строительство и обслуживание ВЭУ на территории Красноярского края при условии создания механизма гарантированного возврата инвестиций (законопроекта, позволяющего генераторам ВИЭ отпускать максимум производимой электрической и тепловой энергии по существующему «замороженному» тарифу на период окупаемости);

- компания «Nordwind» предлагает создать совместное российско-германское предприятие, осуществить трансферт технологий на территорию России и разместить завод по производству ВЭУ на базе промышленного парка г. Железногорска Красноярского края;

– разработчики компании «Nordwind» предлагают исследовать режимы работы ВЭУ в арктическом климате и, при необходимости, технически усовершенствовать свою разработку.

Разработана математическая модель определения технико-экономических характеристик ВЭУ в условиях ветроэнергетического потенциала конкретного населенного пункта. Произведен расчет технико-экономических показателей ВЭУ различных производителей в составе ветродизельных комплексов с существующими ДЭС в 19 перспективных населенных пунктах Таймыра. Рекомендуемая установленная мощность ВЭУ – около 7740 кВт, что позволит ежегодно вырабатывать около 23764 МВт·ч в год электрической энергии. Строительство сети ВЭС позволит сократить объем завозимого дизельного топлива («северного завоза») на 6470 т в год. По достижении срока окупаемости ВЭУ, возможно произвести снижение отпускного тарифа на электрической тепловой энергию.

В рамках данной работы представлен аванпроект строительства пилотного ветропарка в поселке Диксон. Диксон, как пилотный проект, выбран по следующим причинам:

– поселок граничит с Северным Ледовитым океаном и имеет очень большой ветроэнергетический потенциал;

– Диксон – поселок городского типа, с действующим морским портом, аэропортом, метеостанцией и геологической и пограничной службами, а следовательно, и достаточно большой электрической нагрузкой.

– наличие действующего аэропорта позволит организовать круглогодичное обслуживание и доставку запасных частей и расходных материалов.

На территории других муниципальных районов использование ветроэнергетики возможно, но будет иметь меньшую экономическую эффективность. После Таймыра перспективным к рассмотрению является Туруханский муниципальный район, в силу большого энергодефицита и наличия среднего ветроэнергетического потенциала. Использование ВЭУ очень малой мощности (5-10 кВт и менее) возможно на территории всего Красноярского края при размещении ВЭУ на возвышенностях, равнинных местах или на границе крупных водоемов (например, Красноярского водохранилища). Производительность ВЭУ малой мощности на территории центральных и южных районов будет менее эффективной, чем на территории Севера. В целом, малая ветроэнергетика решает точечные задачи малых частных потребителей и не может сильно повлиять на энергетическую политику в крае.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андрианов, В.Н. Ветроэлектрические станции / В.Н. Андрианов. – М.: ГЭИ, 1960. – 320 с.
2. Анисимов, А.М. Когенерационные автономные ветроустановки с теплоаккумуляторами / А.М. Анисимов, О.С. Попель // Академия энергетики. – 2009. – №1 (27) февраль. – С. 36–42.
3. Бастрон, А.В. Использование ветроэнергетических установок в Красноярском крае, республиках Хакасия и Тыва для горячего водоснабжения усадебных домов (коттеджей) / А.В. Бастрон, А.В. Чебодаев [и др.]. – Красноярск: Изд-во Краснояр. гос. аграр. ун-та, 2004. – 103 с.
4. Безруких, П.П. Возобновляемая энергетика: сегодня – реальность, завтра – необходимость / П.П. Безруких. – М.: Лесная страна, 2007. – 120 с.
5. Безруких, П.П. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии / П.П. Безруких, Д.С. Стребков. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005. – С. 5–70.
6. Безруких, П.П. Концепция использования ветровой энергии в России / П.П. Безруких – М.: Комитет по проблемам ВИЭ, 2004. – 144 с.
7. Безруких, П.П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П.П. Безруких [и др.]. – СПб.: Наука, 2002. – 314 с.
8. Бобров, А.В. Ветродизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении / А.В. Бобров, В.А. Тремясов. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2012. – 216 с.
9. Бобров, А.В. Оценка надежности и эффективности ВЭУ в децентрализованных системах электроснабжения / А.В. Бобров, В.А. Тремясов, Д.А. Чернышев // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сб. тр. 5-й Всерос. конф. с междунар. участием. – Благовещенск: Изд-во АГУ, 2008. – С. 217–221.

10. Ветроэнергетика // Wikipedia. 2011 [Электронный ресурс] – URL: [http://ru.wikipedia.org/wiki / ветроэнергетика.](http://ru.wikipedia.org/wiki/ветроэнергетика)– Заглавие с экрана.
11. Виссарионов, В.П. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии / В.П. Виссарионов [и др.]. – М.: ООО «Фирма ВИЭН», 2000. – 448 с.
12. Всемирный архив погоды [Электронный ресурс] – URL: [http:// www.rp5.ru.](http://www.rp5.ru) – Заглавие с экрана.
13. Гагач, Д.К. Первая ветродизельная электростанция на Таймыре / Д.К. Гагач, В.К. Мальцев, И.Ю. Костюков. // Энергетик. – 2000. – №4. – С. 10–12.
14. ГОСТ Р 51237-98. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения. – М.: Госстандарт РФ, 1998. – 10 с.
15. ГОСТ Р 51991-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования. – М.: Стандартинформ, 2002. – 187 с.
16. Григорьев, А.С. Учет характеристик солнечных модулей и ветрогенераторов при разработке гибридных установок / А.С. Григорьев // Новое в российской электроэнергетике. – 2012. – № 1. – С. 5–20.
17. Зубарев, В.В. Использование энергии ветра в районах севера: состояние, условие эффективности, перспективы / В.В. Зубарев, В.А. Минин, И.Р. Степанов. – Л.: Наука. 1989. – 208 с.
18. Карнаков, Е.А. Возможность использования ветроэнергетических ресурсов побережья Дальнего Востока. Научно-технические и экономические проблемы транспорта / Е.А. Карнаков, Д.В. Зеленин. – Хабаровск: Изд-во ДВГУ ПС, 2000. – 113 с.
19. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандорова. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
20. Малая ветроэнергетика для обеспечения автономных станций / М.И. Малтинский [и др.] // Энергонадзоринформ. – 2004. – № 1. – С. 30–32.

21. Марченко, О.В. Оценка экономической эффективности использования энергии ветра для электро- и теплоснабжения потребителей Севера / О.В. Марченко, С.В. Соломин // Промышленная энергетика. – 2004. – №9. – С. 50–53.

22. МЭК 61400-1. Установки ветроэнергетические. Технические требования (IEC 61400-1: 2005 Wind Turbines – Part 1: Design requirements): 2005. – 118 с.

23. Оценка ресурсов нетрадиционных источников энергии и объемов экономического их использования по регионам России. Договор № 98-14-19. Этап 1. Разработка научных, технических и экономических основ методик оценки ресурсов нетрадиционных источников энергии и объемов экономического их использования / Минтопэнерго РФ, АО ВИЭН. – М., 1998 (рукопись).

24. Перминов, Э.М. Состояние, проблемы и перспективы развития мировой и российской ветроэнергетики // Новое в российской энергетике [Электронный ресурс]. – 2004. – №11. – URL: <http://www.raoees.ru/news/>. – Заглавие с экрана.

25. Радин, В.И. Управляемые электрические генераторы при переменной частоте / В.И. Радин, А.Е. Загорский, Ю.Г. Шакарян. – М.: Энергия, 1988. – 152 с.

26. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов – Л.: Гидрометеоиздат, 1989. – 80 с.

27. Саплин, Л.А. Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников / Л.А. Саплин [и др.]. – Челябинск: Изд-во ЧГАУ, 2000. – 194 с.

28. Справочник по климату СССР. – Вып. 9. – Ч. 3. – Л.: Гидрометеоиздат, 1965. – 306 с.

29. Справочник по климату СССР. – Вып. 3. – Ч.3. – Л.: Гидрометеоиздат, 1966. – 271 с.

30. Справочник по климату СССР – Вып. 21. – Ч.3. – Л.: Гидрометеоиздат, 1967. – 354 с.

31. Справочник по климату СССР. – Вып. 23. – Л.: Гидрометеоиздат, 1968.

32. Старков, А.Н. Атлас ветров России / А.Н.Старков [и др.]. – М.: Можайск-terra, 2000. – 560 с.
33. Удалов, С.Н. Возобновляемые источники энергии / С.Н. Удалов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 432 с.
34. Харитонов, В.П. Основы ветроэнергетики / В.П. Харитонов. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2010. – 340 с.
35. Цугленок, Н.В. Рациональное сочетание традиционных и возобновляемых источников энергии в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей / Н.В. Цугленок, С.К. Шерьязов, А.В. Бастрон; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2012. – 360 с.
36. Ender, C. Internationale Entwicklung der Windenergienutzung mit Stand 31.12.2004. DEWI-Magazin. – 2005. – № 27. – С. 36–43.
37. Ender, C. Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland Stand 30.06.2004. DEWI-Magazin. – 2004. – № 25. – С.14–25.
38. Ender C. Windenergienutzung in Deutschland Stand 30.06.2005. DEWI-Magazin. – 2005. – № 27. – С. 24–35.
39. Global wind technology. Overview of developments 2003–2004. De Vries Eize // Renewable Energy World. – 2004. – № 4. – P. 102–115.

Научное издание

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

*Бастрон Андрей Владимирович
Тремясов Владимир Анатольевич
Цугленок Николай Васильевич
Чебодаев Александр Валериевич*

Редактор В.А. Сорокина

Санитарно-эпидемиологическое заключение № 24.49.04.953.П. 000381.09.03 от 25.09.2003 г.

Подписано в печать 4.02.2014. Формат 60x84/16. Бумага тип. № 1.

Печать – ризограф. Усл. печ. л. 16,0. Тираж 500 экз. Заказ № 47

Издательство Красноярского государственного аграрного университета

660017, Красноярск, ул. Ленина, 117



Бастрон Андрей Владимирович

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой электроснабжения сельского хозяйства Красноярского государственного аграрного университета.

Автор более 250 печатных работ, в том числе более 50 изобретений, 3 монографий, 9 учебных пособий с грифом УМО, а также 8 электронных учебно-методических комплексов.

Подготовил 2 кандидатов технических наук.

Сфера научных интересов – энергосберегающие технологии и рациональное использование возобновляемых источников энергии в коммунально-бытовой и производственной сферах села.



Тремясов Владимир Анатольевич

кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры «Электрические станции и электроэнергетические системы» Сибирского федерального университета.

Автор более 170 печатных работ, в том числе 5 монографий, 17 учебных пособий, 3 из которых с грифами Минобрнауки и 3 с грифами УМО.

Подготовил 2 кандидатов технических наук.

Сфера научных интересов – методы анализа надежности и эффективности электроустановок, применение возобновляемых источников энергии в децентрализованном электроснабжении.



Цугленок Николай Васильевич

доктор технических наук, профессор, чл.-корр. РАН, председатель президиума Восточно-Сибирского научно-образовательного и производственного центра СО РАН, лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники, международный эксперт в области энергетики и экологии.

Автор более 600 печатных работ, в том числе более 100 изобретений, более 40 монографий, более 50 учебников и учебных пособий, в том числе 16 – с грифом министерств.

Подготовил 23 доктора и 30 кандидатов наук.

Сфера научных интересов – энергоэкономичные электротехнологии по применению ВЧ- и СВЧ-электротермии в сельскохозяйственном производстве и при переработке сельскохозяйственной продукции; энергосбережение в системах освещения, облучения и обогрева теплиц, животноводческих и жилых помещений. Методология, разработка и использование биотоплива, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в АПК России. Разработка биоэнергетической теории моделирования, прогнозирования и эффективного эколого-географического размещения на сельскохозяйственных территориях комплексных систем: почва-растение-животное-человек.



Чебодаев Александр Валериевич

кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электроснабжения сельского хозяйства Красноярского государственного аграрного университета.

Автор более 60 печатных работ, в том числе 5 изобретений, 1 монографии, 3 учебных пособий с грифами УМО, а также 7 электронных учебно-методических комплексов.

Сфера научных интересов – рациональное использование возобновляемых источников энергии в коммунально-бытовой и производственной сферах села.