# otchet0002.bmp

# otchet0007.bmp

# otchet0008.bmp

# Реферат

Том II, 351 с., 235 рис., 39 источников, 1 прил.

МИКРОЭНЕРГЕТИКА, ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА, МАРКЕТИНГ РЫНКА ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ, ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА, ВОЗОБНОВЛЯМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ, инноватика

Объект исследования — ветроэнергетический потенциал Красноярского края, возможность использования ветроэнергетического потенциала для электроснабжения населенных пунктов края, ветроэнергетические установки (ВЭУ), ветродизельные комплексы, состав генерирующего оборудования ветропарков, технико-экономическая эффективность внедрения ВЭУ.

Цель работы — оценка ресурсов ветровой энергии в климатических условиях Красноярского края, технический анализ ветрогенераторов современных производителей ВЭУ и разработка общих рекомендаций по применению ВЭУ, анализ технико-экономической эффективности в разрезе муниципальных образований Красноярского края.

В процессе работы выполнен анализ ветроэнергетического потенциала Красноярского края. Созданы методика районирования территории Красноярского края по ветроэнергетическим ресурсам и определения выработки электроэнергии ВЭУ, требования и методические подходы при проектировании и сооружении ветровых электростанций. Проведены исследования для определения технического уровня в области ветроэнергетики с анализом тенденций развития возобновляемых источников электроснабжения.

В результате исследований созданы карты ветроресурсов Красноярского края, представлено районирование по 3 ветровым зонам, их основные характеристики, выявлены основные климатические и социально-экономические факторы, способствующие и препятствующие развитию ветроэнергетики. Исследован мировой и отечественный рынок производителей ветрогенераторов, его характеристики, основные закономерности и тенденции развития.

В разработанных моделях и методике эффективного применения различных вариантов ВЭУ определены области применения ВЭУ в зависимости от возможностей ветрового потока и мощности потребителя. Приведена методика расчета необходимой установленной мощности ВЭУ для различных населенных пунктов северных муниципальных образований, исходя из среднестатистической нормы потребления электроэнергии. Полученные результаты являются основой выполнения следующих этапов проекта, нацеленных на развитие ветроэнергетики, как эффективного инструмента решения социально-экономических проблем удаленных территорий.

СОДЕРЖАНИЕ

[НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ 10](#_Toc355421935)

[ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ 10](#_Toc355421936)

[ВВЕДЕНИЕ 16](#_Toc355421937)

[РАЗДЕЛ 1. АНАЛИЗ РЕСУРСОВ ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ В КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ 18](#_Toc355421938)

[1.1 Климатологические характеристики ветровой энергии 18](#_Toc355421939)

[1.1.1 Ветровой кадастр 18](#_Toc355421940)

[1.1.2 Средние скорости ветра 19](#_Toc355421941)

[1.1.3 Зависимость средней скорости ветра от высоты 20](#_Toc355421942)

[1.1.4 Временные зависимости средней скорости ветра 21](#_Toc355421944)

[1.2 Ветроэнергетический потенциал Красноярского края в разрезе муниципальных образований 23](#_Toc355421945)

[1.2.1 Валовой потенциал 23](#_Toc355421946)

[1.2.2 Карта ветроресурсов Красноярского края 24](#_Toc355421947)

[1.2.2.1 Методика районирования территории Красноярского края по ветроэнергетическим ресурсам 24](#_Toc355421948)

[1.2.2.2 Результаты исследования показателей ветроэнергетического кадастра Красноярского края 27](#_Toc355421949)

[1.3 Районирование по 3 основным ветровым зонам 43](#_Toc355421950)

[1.3.1 Описание 3 основных ветровых зон 43](#_Toc355421951)

[1.3.2.1 Ачинский муниципальный район 46](#_Toc355421952)

[1.3.2.2 Балахтинский муниципальный район 47](#_Toc355421953)

[1.3.2.3 Березовский муниципальный район 49](#_Toc355421954)

[1.3.2.4 Боготольскиймуниципальный район 50](#_Toc355421955)

[1.3.2.5 Енисейский муниципальный район 52](#_Toc355421956)

[1.3.2.6 Иланский муниципальный район 54](#_Toc355421957)

[1.3.2.7 Канский муниципальный район 55](#_Toc355421958)

[1.3.2.8 Назаровский муниципальный район 57](#_Toc355421959)

[1.3.2.9 Новоселовский муниципальный район 58](#_Toc355421960)

[1.3.2.10 Рыбинский муниципальный район 60](#_Toc355421961)

[1.3.2.11 Северо-Енисейский муниципальный район 61](#_Toc355421962)

[1.3.2.12 Сухобузимский муниципальный район 63](#_Toc355421963)

[1.3.2.13 Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район 65](#_Toc355421964)

[1.3.2.14 Туруханский муниципальный район 68](#_Toc355421965)

[1.3.2.15 Тюхтетский муниципальный район 70](#_Toc355421966)

[1.3.2.16 Ужурский муниципальный район 72](#_Toc355421967)

[1.3.2.17 Уярский муниципальный район 73](#_Toc355421968)

[1.3.2.18 Эвенкийский муниципальный район 75](#_Toc355421969)

[13.2.19 Другие муниципальные районы 77](#_Toc355421970)

[1.4 Методика определения выработки электроэнергии ВЭУ 78](#_Toc355421971)

[Выводы к разделу 1 81](#_Toc355421972)

[РАЗДЕЛ 2. ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ 82](#_Toc355421973)

[2.1 История развития ветроэнергетики в России и за рубежом. Текущее состояние отрасли 82](#_Toc355421974)

[2.1.1 История развития ветроэнергетики в России и за рубежом. 82](#_Toc355421975)

[2.1.2 Современное состояние рынка ветроэнергетики 88](#_Toc355421976)

[2.1.3 Инновационные составляющие отрасли 94](#_Toc355421977)

[2.2 Принцип действия современных ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения 94](#_Toc355421978)

[2.3 Принцип действия современных ветрогенераторов с вертикальной осью вращения 101](#_Toc355421979)

[2.4 Классификация современных ВЭУ по мощности и область их применения 106](#_Toc355421980)

[2.5 Вопросы совместного функционирования ВЭУ с существующими энергообъектами. Вопросы надежности 108](#_Toc355421981)

[2.5.1 Ветродизельные комплексы 108](#_Toc355421982)

[2.5.2 Параллельная работа ВЭУ с другими генераторами на базе ВИЭ 119](#_Toc355421983)

[2.5.3 Параллельная работа ВЭУ с энергосистемой 122](#_Toc355421984)

[2.5.4 Выработка тепловой энергии ВЭУ 127](#_Toc355421985)

[2.6 Основные потребители электроэнергии ВЭУ в России и требования к оборудованию 130](#_Toc355421986)

[2.7 Требования и методические подходы при проектировании и сооружении ветроэлектростанций 135](#_Toc355421987)

[2.8 Экологические, этнические и социально-экономические аспекты развития ветроэнергетики на территории Красноярского края 139](#_Toc355421988)

[2.9 История развития ветроэнергетики Красноярского края. Существующие ВЭУ 145](#_Toc355421989)

[2.9.1 Пос. Диксон – первая попытка строительства ВЭС 145](#_Toc355421990)

[2.9.2 Пос. Левинские пески – первая ВЭС на Таймыре 145](#_Toc355421991)

[2.9.3 Существующие ВЭУ 148](#_Toc355421992)

[Выводы к разделу 2 149](#_Toc355421993)

[РАЗДЕЛ 3. АНАЛИЗ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ 150](#_Toc355421995)

[3.1 Алгоритм анализа ВЭУ современных производителей 150](#_Toc355421996)

[3.2 Производители ВЭУ большой и средней мощности 153](#_Toc355421997)

[3.2.1 «Vestas Wind Systems A/S» 153](#_Toc355421998)

[3.2.1.1 Сведения о компании 153](#_Toc355421999)

[3.2.1.2 Устройство и принцип действия 154](#_Toc355422000)

[3.2.1.3 Эксплуатация 155](#_Toc355422001)

[3.2.1.4 Политика производителя 155](#_Toc355422002)

[3.2.2 «Siemens» 157](#_Toc355422003)

[3.2.2.1 Сведения о компании 157](#_Toc355422004)

[3.3.2.2 Устройство и принцип действия 158](#_Toc355422005)

[3.3.2.3 Эксплуатация 159](#_Toc355422006)

[3.3.2.4 Политика производителя 160](#_Toc355422007)

[3.2.3 «Vergnet Eolien» 161](#_Toc355422008)

[3.2.3.1 Сведения о компании 161](#_Toc355422009)

[3.2.3.2 Устройство, принцип действия, эксплуатация 162](#_Toc355422010)

[3.2.3.3 Политика производителя 163](#_Toc355422012)

[3.2.4 «Norwin A/S» 165](#_Toc355422013)

[3.2.4.1 Сведения о компании 165](#_Toc355422014)

[3.2.4.2 Устройство и принцип действия 166](#_Toc355422015)

[3.2.4.3 Политика производителя 167](#_Toc355422016)

[3.2.5 «Norwind Energieanlagen GmbH» 168](#_Toc355422017)

[3.2.5.1 Сведения о компании 168](#_Toc355422018)

[3.2.5.2 Устройство и принцип действия 169](#_Toc355422019)

[3.2.5.3 Эксплуатация 173](#_Toc355422020)

[3.2.5.4 Политика производителя 175](#_Toc355422021)

[3.2.6 «Suzlon Energy Ltd» 177](#_Toc355422022)

[3.2.6.1 Сведения о компании 177](#_Toc355422023)

[3.2.6.2 Устройство и принцип действия 178](#_Toc355422024)

[3.2.6.3 Эксплуатация 179](#_Toc355422025)

[3.2.6.4 Политика производителя 179](#_Toc355422026)

[3.2.7 «Northern power systems» 180](#_Toc355422027)

[3.2.7.1 Сведения о компании 180](#_Toc355422028)

[3.2.7.2 Устройство и принцип действия 180](#_Toc355422029)

[3.2.7.3 Политика производителя 181](#_Toc355422030)

[3.3 Производители ВЭУ малой мощности 182](#_Toc355422031)

[3.3.1 «Endurance wind power» 182](#_Toc355422032)

[3.3.2 «ГРЦ-Вертикаль» 184](#_Toc355422033)

[3.3.3 «Hummer Dynamo Co. Ltd» 186](#_Toc355422034)

[3.3.4 «ЭСТА ЛТД» 187](#_Toc355422035)

[3.3.5 «Тюльганский электромеханический завод» 189](#_Toc355422036)

[3.3.6 НПО «Электросфера» 190](#_Toc355422037)

[3.3.7 «Сапсан-Энергия» 192](#_Toc355422038)

[3.3.8 «RKraft» 193](#_Toc355422039)

[3.3.9 «Днепропетровское исследовательское конструкторское бюро» 194](#_Toc355422040)

[3.3.10 «Мир ветра» 196](#_Toc355422041)

[3.4 Реновированные ветрогенераторы 197](#_Toc355422042)

[3.5 Другие производители 199](#_Toc355422043)

[3.6 Возможности организации производства ВЭУ на базе промышленных предприятий Красноярского края 202](#_Toc355422044)

[Выводы к разделу 3 205](#_Toc355422045)

[РАЗДЕЛ 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ВЭУ 207](#_Toc355422046)

[4.1 Разработка вариантов состава генерирующего оборудования ветропарков 207](#_Toc355422047)

[4.2 Экономическая оценка эффективности рекомендуемого состава ВЭС 210](#_Toc355422048)

[4.2.1 Методика определения капитальных затрат на строительство ВЭС из ВЭУ мощностью 900-1500 кВт 210](#_Toc355422049)

[4.2.2 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью 900-1500 кВт 213](#_Toc355422050)

[4.2.3 Методика определения капитальных затрат на строительство ВЭС из ВЭУ мощностью 100-275 кВт 217](#_Toc355422051)

[4.2. Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью 100-275 кВт 219](#_Toc355422052)

[4.2.5 Методика определения капитальных затрат на строительство ВЭС из ВЭУ мощностью 30-100 кВт 221](#_Toc355422053)

[4.2.6 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью 30-100 кВт 223](#_Toc355422054)

[4.2.7 Методика определения капитальных затрат на строительство ВЭС из ВЭУ мощностью до 15 кВт 225](#_Toc355422055)

[4.2.8 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью до 15 кВт 227](#_Toc355422056)

[Выводы к разделу 4 228](#_Toc355422057)

[РАЗДЕЛ 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ В РАЗРЕЗЕ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ КРАСНОЯСРКОГО КРАЯ 230](#_Toc355422058)

[5.1 Алгоритм проведения технико-экономической оценки 230](#_Toc355422059)

[5.2 Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район 231](#_Toc355422060)

[5.2.1 Пос. Волочанка 231](#_Toc355422061)

[5.2.2 Пос. Воронцово 236](#_Toc355422062)

[5.2.3 Пос. Диксон 241](#_Toc355422063)

[5.2.4 Пос. Жданиха 246](#_Toc355422064)

[5.2.5 Пос. Караул 251](#_Toc355422065)

[5.2.6 Село Катырык 256](#_Toc355422066)

[5.2.7 Село Каяк 261](#_Toc355422067)

[5.2.8 Село Кресты 266](#_Toc355422068)

[5.2.9 Поселок Левинские пески 271](#_Toc355422069)

[5.2.10 Село Новая 276](#_Toc355422070)

[5.2.11 Село Новорыбная 281](#_Toc355422071)

[5.2.12 Поселок Носок 286](#_Toc355422072)

[5.2.13 Село Попигай 291](#_Toc355422073)

[5.2.14 Поселок Потапово 296](#_Toc355422074)

[5.2.15 Село Сындасско 301](#_Toc355422075)

[5.2.16 Поселок Усть-Авам 306](#_Toc355422076)

[5.2.17 Поселок Хантайское озеро 311](#_Toc355422077)

[5.2.18 Село Хатанга 316](#_Toc355422078)

[5.2.19 Село Хета 321](#_Toc355422079)

[Выводы к разделу 5 326](#_Toc355422080)

[РАЗДЕЛ 6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ПИЛОТНЫХ ВЭС 327](#_Toc355422081)

[6.1 Введение 327](#_Toc355422082)

[6.2 Строительство пилотной ВЭС для электроснабжения пос. Диксон 327](#_Toc355422083)

[6.2.1 Обоснование необходимости строительства ВЭС в пос. Диксон 327](#_Toc355422084)

[6.2.2 Конструктивное исполнение ветрогенераторов «Nordwind» 329](#_Toc355422085)

[6.2.3 Структурная схема ВЭС 331](#_Toc355422086)

[6.2.4 Режимы работы ВЭУ 332](#_Toc355422087)

[6.2.5 Проведение исследований. Инновационная деятельность 333](#_Toc355422088)

[6.2.6 Затраты на реализацию проекта, план финансирования 333](#_Toc355422089)

[6.2.7 Логистика 335](#_Toc355422090)

[6.2.8 Проектные работы, лицензирование, сертификация 335](#_Toc355422091)

[6.2.9 Обслуживание ВЭУ 335](#_Toc355422092)

[6.2.10 Взаимодействие с бизнес-структурами и другими предприятиями 336](#_Toc355422093)

[6.2.11 Экология 337](#_Toc355422094)

[6.2.12 Технико-экономические показатели проекта 337](#_Toc355422095)

[6.3 Строительство ВЭС для электроснабжения пос. Носок и Караул 338](#_Toc355422096)

[6.3.1 Обоснование необходимости строительства ВЭС в пос. Носок 338](#_Toc355422097)

[6.3.2 Обоснование необходимости строительства ВЭС в пос. Караул 339](#_Toc355422098)

[6.3.3 Затраты на реализацию проекта, план финансирования 341](#_Toc355422099)

[6.3.4 Технико-экономические показатели проекта 342](#_Toc355422100)

[Выводы к разделу 6 343](#_Toc355422101)

[Выводы к II тому 344](#_Toc355422104)

[Список использованных источников 347](#_Toc355422105)

[ПРИЛОЖЕНИЕ А. 350](#_Toc355422106)

# НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем отчете о НИР использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 7.32-2001. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

ГОСТ Р51237-98 «Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения».

ГОСТ Р51991-2002 «Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования».

ГОСТ Р 54418.21-2011 «Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические».

СТО 70238424.27.100.074-2009 «Ветроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования».

СТО 70238424.27.100.072-2009 «Ветроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования».

ГОСТ 19431-84 «Энергетика и электрификация. Термины и определения».

СТО 17330282.27.010.001-2009 «Электроэнергетика. Термины и определения».

ГОСТ 21128-83. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В.

# ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

Сокращения, используемые в тексте

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 – бесперебойный блок питания;

ВДК – ветродизельный комплекс;

ВДЭУ – ветродизельная энергетическая установка;

ВДСЭС – ветродизельная система электроснабжения;

ВИМ – всесоюзный институт механизации;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии;

ВИЭСХ – всесоюзный 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 – гидроэлектроснтанция;

ГНУ – государственное научное учреждение;

ГОСТ – 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 – линии электропередач;

ЛЭЭС – локальные электроэнергетические сис­темы;

Мини-ГЭС – мини-гидроэлектростанция

НДС – Налог на добавленную стоимость;

НИИ – научно-исследовательский институт;

НПО «Ветроэн»

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;

**Условные обозначения, используемые в тексте**

*a* – постоянная, определяющая общую интенсивность потока;

*С* – коэффициент использования энергии ветра;

*С*о – относительная высота центра тяжести площади под кривой распределения, м;

*Сv* – коэффициент вариации;

*Сs* – коэффициент асимметрии;

*с*, *k* – параметр функции Вейбулла;

*D* – диаметр ветроколеса, м;

*F* – площадь поперечного сечения, м2;

*Н* – высота системы ветроэлектрических установок, м;

*Н*ВЭУ – высота башни, м;

*h* – высота от поверхности земли, м;

*h*0– величина, определяющая масштаб шероховатости поверхности, м;

 – количество часов использования установленной мощности ветроэнергетической установки за время Т;

*J* – число месяцев в году, шт.;

*I* – число лет наблюдений, шт. ;

*К* – число порывов в 1 с;

*К*у – коэффициент использования установленной мощности, кВт;

*К*3 – коэффициент загрузки;

*L* – число замеров скорости ветра в сутки, м/с;

*М*2, *М*3 – относительные начальные моменты второй и третьей степеней, связанные с коэффициентами вариации и асимметрии;

*N* – количество дней (суток) в месяце, шт. ;

*P*уд – удельная мощность ветра, приходящаяся на единицу площади поперечного сечения;

*Р*пот – потенциальная мощность, кВт;

*Р*техн – техническая мощность, кВт;

*P*н – номинальная мощность ВЭУ, кВт;

*Р*е – удельная мощность ВЭУ, кВт;

*Р* – мощность ВЭУ, кВт;

*Р*ном – номинальаня мощность ВЭУ, кВт;

*РG* – мощность генераторов системы, кВт;

*Р*уд – удельная мощность, Вт/м2;

*рi* – повторяемость скоростей в i-м интервале скорости Δν;

*R* – радиус лопасти ветроколеса, ;

*ri* – число замеров скорости, приходящихся на I-й интервал;

*S* – площадь, ометаемая ветроколесом, км2;

*Т* – число часов, за которое определяется удельная энергия ветра

 – гамма функция;

Г – гамма-функция;

V – величина, действующей скорости ветра м/с;

 – среднемесячная скорость ветра i-го года, J-го месяца, м/с;

νjni – скорость ветра i-го замера n-х суток J-го месяца, м/с;

 – среднегодовая скорость ветра i-го года, м/с;

 – среднемноголетняя скорость ветра, м/с;

 – годовой ход ветра, м/с;

 – суточный ход скорости ветра, м/с;

νijkl – скорость ветра в l-й час n-х суток j-го месяца i-го года, м/с;

νср – средняя скорость ветра, м/с;

ν(t) – функция времени трапецеидального вида;

νн – начальное значение средней скорости ветра, м/с;

νm – максимальное значение средней скорости ветра, м/с;

νр – расчетная скорость ветра для конкретной ВЭУ, м/с;

νk – конечное значение скорости ветра, м/с;

νср(t) – сравнительно медленно меняющееся среднее значение скорости ветра, м/с;

νпорi – амплитуда i-й составляющей скорости порыва ветра, м/с;

νпор – амплитуда колебания скорости ветра определяется из соотношения;

 – средняя скорость ветра за рассматриваемый период времени,м/с;

Δν – интервал градации скорости;

νmin – минимальная скорость, при которой происходит запуск ВЭУ, м/с;

vном – номинальная скорость ветроустановки, м/с;

νсред – среднегодовая скорость ветра в предполагаемом месте размещения м/с;

νmax – максимальная скорость ветра, м/с;

νp – расчетная скорость ветра, м/с;

*U*н – номинальное напряжение ветроустановки, кВ;

*Z* – быстроходность;

*W* – максимальная выработка энергии ВЭУ за время Т, кВт\*ч;

 – удельная выработка энергии ВЭУ, Дж/м2;

ω – окружная скорость ветроколеса, ;

ω*ki* – частота i-й гармонической составляющей скорости порыва ветра;

*α, p, k, n* – параметры уравнения Гриневича;

*W*потр – общее годовое количество электроэнергии, потребляемое объектом электроснабжения, кВт\*ч;

*W*ВЭУ – годовая выработка электроэнергии ВЭУ,кВт\*ч;

*W*B – валовый потенциал, МВт∙ч/ год;

*W*уд  – энергия, протекающая за месяц (сезон, год) через поперечное сечение площадью в один квадратный метр;

*W*общ – общее потребление поселка, МВт\*ч;

*W*ВЭУ – ежегодная выработка электрической энергии ВЭУ, МВт\*ч;

*W*УД – удельная выработка электрической энергии ВЭУ, кВт\*ч/кВт;

*W*ВЭС – ежегодная выработка ветропарком, МВт\*ч.

ω – окружная скорость ветроколеса;

ω*ki* – частота i-й гармонической составляющей скорости порыва ветра;

*РV*min – инерция покоя ветроколеса;

*РV*р – режим регулирования;

*РV*max – вывод ветроколеса из-под ветра;

*P*н – мощность ветроустановки, кВт;

ξ – коэффициент использования ветрового потока;

ξср  – средний коэффициент использования энергии ветра;

ηр, ηг – КПД редуктора и генератора;

ηВЭС – КПД энергопреобразования ВЭС;

ηГЭК – коэффициент полезного действия гибридного энергетического комплекса;

ηДЭС – КПД ДЭС;

ηг – КПД генератора;

*р*(*ν*) – дифференциальная повторяемость скорости ветра по градациям;

ρ – плотность воздуха, кг/м3;

 – ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС, руб./год;

ЗАБ – стоимость сопутствующего оборудования, руб.;

ЗВЭС – стоимость закупаемого оборудования, руб.;

ЗДОП – дополнительные затраты и риски, руб.;

ЗДОСТ – доставка оборудования, руб.;

ЗДОСТ 1 ВЭУ – затраты на доставку 1 ВЭУ, руб.;

ЗДР – дополнительные расходы, руб.;

ЗДТ – денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, руб.;

ЗЛЭП – затраты на строительство подстанции и ЛЭП, руб.;

ЗПР – затраты на проектные работы, руб.;

ЗРАСХ – затраты на закупку запасных частей, руб.;

ЗРИСК – затраты на риски, руб.;

ЗСМР – затраты на строительно-монтажные работы, руб.;

ЗСО – закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС, руб.;

ЗСТР1 – затраты на страховку, руб.;

ЗСТР2 – затраты на страховку при проведении СМР, руб.;

ЗТАМ – таможенные платежи, руб.;

ЗУД – удельные затраты на строительство ВЭС, руб.;

ЗФ – затраты на строительство фундамента, руб;

К1  – капитальные (приведенные) затраты К1, руб. на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 900-1500 кВт, руб.;

К2  – капитальные (приведенные) затраты на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 100-275 кВт, руб.;

К3 – капитальные (приведенные) затраты на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 30-100 кВт, руб.;

К4, – капитальные (приведенные) затраты на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью до 15 кВт, руб.;

КУ – коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, о.е.;

Н – коммерческая наценка, руб.;

НДС – налог на добавленную стоимость, руб.;

СВЭС – себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией, руб./кВт\*ч;

Скомб – себестоимость электрической энергии от комбинированной ветро-дизельной системы, руб./кВт\*ч;

ТДЭС – существующий отпускной тариф ДЭС, кВт\*ч;

ТСЛ – срок службы ВЭУ, лет;

ТОК – срок окупаемости ВЭС, лет;

ЦВЭС – стоимость ВЭС, руб.;

ЦВЭУ – цена завода изготовителя за одну ВЭУ, руб.;

ЦДТ – стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, руб./л;

ЦДТТ – цена за 1 тонну дизельного топлива, руб.;

ФЗП – фонд заработной платы, руб./год;

ЕСН – единый социальный налог, руб./год;

QВЭУ – ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ, Гкалл;

n – рекомендуемое количество ВЭУ, шт.;

*V* – объем «вытесненного» дизельного топлива, л;

# ВВЕДЕНИЕ

Ветроэнергетический потенциал России составляет 10 млн. т.у.т. Красноярский край – один из самых больших субъектов Российской Федерации. На территории Красноярского края имеется множество различных потребителей электрической энергии, начиная с удаленных северных поселков и заканчивая алюминиевыми заводами.

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

Для достижения цели должны быть решены следующие задачи:

–анализ существующих технологий производителей ветроэнергетических установок (ВЭУ): перечень ключевых российских и зарубежных производителей возобновляемых источников энергии, номенклатура выпускаемой продукции, инновационные составляющие продукции, критический обзор различных технических и технологических решений от мировых и российских производителей по возобновляемым источникам энергии с выбором наиболее оптимальных и эффективных в климатических условиях Красноярского края;

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

–создание реестра существующих на территории Красноярского края объектов генерации энергии на базе ВЭУ и анализ их опыта эксплуатации;

–рассмотрение вопросов совместного функционирования существующих генерирующих объектов совместно с предлагаемыми генерирующими объектами на базе ВИЭ, повышения энергоэффективности производства электроэнергии комбинированных систем, анализ отказоустойчивости генерирующий объектов ВИЭ в географических и климатических условиях Красноярского края;

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

–анализ политики производителей генерирующих мощностей ВИЭ, рассмотрение возможностей организации совместного производства на базе промышленных предприятий Красноярского края, анализ возможностей предприятий Красноярского края в вопросах организации совместного производства с зарубежными производителями генерирующих мощностей ВЭУ;

–анализ основных рисков, связанных с эксплуатацией генерирующих объектов на базе ВЭУ: климатические факторы, вопросы подготовки квалифицированных кадров, обслуживание и др.

–разработка и адаптация методики технико-экономической оценки применения ВЭУ для нужд энергоснабжения муниципальных образований Красноярского края;

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

–разработка технико-экономических обоснований, предварительных эскизных и рабочих проектов систем энергоснабжения на базе наиболее эффективных ВЭУ с привязкой к конкретным потребителям муниципальных образований Красноярского края.

Результаты, полученные в ходе исследования могут быть использованы:

–органами государственной власти и местного самоуправления Красноярского края для решения проблем энергообеспечения удаленных децентрализованных потребителей электрической энергии и последующего снижения отпускного тарифа на электрическую и тепловую энергию;

–инвесторами, проявляющими интерес к развитию возобновляемых источников энергии на территории Красноярского края для обнаружения наиболее перспективных объектов инвестирования в децентрализованную энергетику Красноярского края.

# РАЗДЕЛ 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» [4] – 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 статистических 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 расчётов, проводимых в ветроэнергетике [1-3,9-12]. 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[1,9].

## 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 [5-7,13].Проведенный анализ [1-2,5-7,13] 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]:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | ; | (1.1) |
|  |  | ; | (1.2) |
|  |  | , | (1.3) |

где *v*M*ij*–среднемесячная скорость ветра *i*-го года, *J*-го месяца, м/с;*v*Г*i* – среднегодовая скорость ветра *i*-го года, м/с; – среднемноголетняя скорость ветра, м/с;*L* – число замеров скорости ветра в сутки, м/с; *N* – количество дней (суток) в месяце, шт.;ν*jni* – скорость ветра *i*-го замера *n*-х суток *J*-го месяца, м/с;

*J*–число месяцев в году, шт.;*I* – число лет наблюдений, шт.

Среднемноголетние 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*M*j*, м/с:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.4) |

суточный ход скорости ветра, м/с:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.5) |

где *ijkl* – скорость ветра в *l*-и 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, т. к. 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 [9]:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | (1.6) |

где *a* – постоянная, определяющая общую интенсивность потока;

*h0*– величина, определяющая масштаб шероховатости поверхности.

Эта формула пригодна при *h*>>*h0*, 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 табл. 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 метров средняя скорость ветра возрастает почти в 1,5 раза. ВЭУ большой мощности с высокой башней будет на много более производительной, чем ВЭУ малой мощности, расположенная на высоте флюгера 10-14 метров. 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 её составе достаточно считать среднюю скорость (*ν*ср) ветра постоянной на базе более или менее продолжительном интервале времени.

Задавая различные значения *ν*ср 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ν(*t*) = |  | νн  νн + (ν*m* – νн)**.(***t* – *t*1**)/(***t*2 – *t*1**)**  νm  ν*m* + (ν*k* – ν*m*) **.(***t* – *t*3**)/(***t*4 – *t*3**)**  ν*k* | при *t*<*t*1  при *t*1*t*<*t*2  при *t*2*t*<*t*3 (1.7)  при *t*3*t*<*t*4  при *t*4*t* |

где νн – начальное значение средней скорости ветра (0 <νн<ν*m*), м/с;ν*m* – максимальное значение средней скорости ветра, м/с (в частном случае ν*m* = νр, где νр – расчетная скорость ветра для конкретной ВЭУ);ν*k* – конечное значение скорости ветра, м/с (0 <ν*k*<ν*m*).

Изменение вида функции ν(*t*) достигается вариацией значений νн,νm, νkи интервалов времени в выражении (1.7). 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.8) |

где νср(*t*) – сравнительно медленно меняющееся среднее значение скорости ветра, м/с;νпор*i* – 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | νпор=νmax – νср, |  | (1.9) |

где максимальная скорость ветра νmax, находится из эмпирического выражения:

νmax= А + В**.**νр, м/с (обычно А = 7,2; В = 1,2). (1.10)

Частота колебаний отдельных гармонических составляющих скорости в порыве ветра:

ω*k* = π**.***К*, (1.11)

где *К* – число порывов в 1 с находится из эмпирического выражения

*К* = 0,0038 νср2,28 порывов/с. (1.12)

При исследовании влияния отдельных составляющих скорости порывов ветра на работу ВЭУ в (1.8) принимается νср = const и расчеты проводятся для нескольких характерных значений νср, например, для νср = νн, νн< νср< νр и νср = νр. Значения амплитуд и частот гармонических составляющих скорости порывов ветра, вычисленные в соответствии с (1.9 – 1.12), отражены в табл. 1.2.

Таблица 1.2 – Амплитуды и частоты гармонических составляющих скорости порывов ветра

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| νср, м/с | νпор, м/с | ω, рад/с | νср, м/с | νпор, 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 различный скоростей 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.

Валовый 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, в представляет валовый потенциал и определяется по формуле [9]:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.13) |
|  |  | , | (1.14) |

Для распределения Вейбулла формула определения валового потенциала энергии ветра имеет вид:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.15) |

где  – гамма функция;с и k – параметры функции Вейбулла.

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

Различие между численными значениям по формулам (1.14) и (1.15) 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 [9], приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3 – Ветроэнергетические характеристики местности в местах установки метеостанций

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Населенный пункт | Среднегодовая скорость ветра, м/с | Руд, Вт/м2 | Еуд,  Дж /м2  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 ветроресурсов 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, ..., 16-17, 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 [11]:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.16) |

где *р*i – повторяемость скоростей в i-м интервале скорости Δν; *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 [2,9-13]. В нашей стране при выполнении кадастровых исследований наибольшее признание нашло 4-параметрическое уравнение Гриневича [11], имеющее вид:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.17) |

где  – средняя скорость ветра за рассматриваемый период времени;Δν – интервал градации скорости;ν – скорость ветра, повторяемость которой *t* ищется в интервале от ν-Δν/2 до ν+ Δν/2;α, *p*, *k*, *n* – параметры уравнения.

В основе определения параметровα, *p, k, n*, лежит наложение на эмпирическое и аналитическое распределения скоростей ветра четырех условий: суммы повторяемостей скоростей ветра в обоих распределениях 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |
|  |  | ; | (1.18) |
|  |  | ; | (1.19) |
|  |  | ; | (1.20) |
|  |  | , | (1.21) |

где Г – гамма-функция;*М*2 и *М*3 – соответственно относительные начальные моменты второй и третьей степеней, связанные с коэффициентами вариации Сv и асимметрии Сs выражениями:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.22) |
|  |  | , | (1.23) |

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

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.24) |
|  |  | , | (1.25) |

где *Z* – число градаций скорости ветра.

Уравнения (1.18) и (1.19) не могут быть решены в явном виде относительно *р* и *n*, поскольку в них входит гамма-функция. В данном случае решение производилось методом последовательных приближений с применением ЭВМ (в электронных таблицах Microsoft Excel) [11,12].

С использованием выражений (1.18) – (1.25) 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  и асимметрии , которые отображают графически зависимость =f(). 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 (1.20) и (1.23), ошибки в определении эмпирических коэффициентов Сν и Сs 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.26) |

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 Сν = f(Сo) существенно дополняет зависимость  = f() 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 республик Хакасия и Тыва в дальнейших расчетах обусловлено 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. [2,9,13].

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 разниться 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 рис. 1.1 и табл. 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

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № метеостанции | Наименование метеостанции | Среднегодовая скорость ветра, *v*ср | Муниципальный район |
| 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 | Таймыры, реки, устье (Устье Таймыры). | 6,5 | Таймырский |
| 15 | Эклипса, бухта (бухта Ломоносова). | 6,3 | Таймырский |
| 16 | Известий ЦИК, острова. | 6,1 | Таймырский |
| 17 | Прончищепой, 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-Тарея. | 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 |
| 35 | Медвежий Ручей. | 6,6 | Таймырский |
| 36 | Имангда, Гремяка. | 2,6 | Таймырский |
| 37 | Имангда, Рудная. | 4,2 | Таймырский |
| 38 | Потапопо. | 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 |

Продолжение таблицы 1.4 – Список метеостанций с привязкой к муниципальным образованиям

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № метеостанции | Наименование метеостанции | Среднегодовая скорость ветра, *v*ср | Муниципальный район |
| 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 | Вананара. | 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 |
| 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 |

Продолжение Таблицы 1.4 – Список метеостанций с привязкой к муниципальным образованиям

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № метеостанции | Наименование метеостанции | Среднегодовая скорость ветра, *v*ср | Муниципальный район |
| 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 оп. Поле. | 2,3 | Казачинский |
| 95 | Пировское. | 2,8 | Пировский |
| 96 | Чойда. | 2,4 | Пировский |
| 97 | Троицкое. | 1,9 | Пировский |
| 98 | Чиндат (Чульская МТС). | 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 (Малиновская МТС). | 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 |
| 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 (Назаровская МТС). | 2,9 | Назаровский |
| 120 | Красноярск, оп. Поле. | 3 | Березовский |
| 122 | Красноярск. | 3,5 | Березовский |
| 123 | Столбы. | 1,8 | Березовский |
| 124 | Сорокино. | 2,2 | Березовский |
| 125 | Южно-Александровка (Южно-Александровская МТС). | 2,7 | Иланский |
| 126 | Уяр (Клюквенная). | 4 | Уярский |
| 128 | Шало. | 2,2 | Манский |
| 129 | Крутоярский зерно совхоз. | 4,1 | Назаровский |
| 130 | Ирбейское. | 2,2 | Ирбейский |
| 131 | Курбатово. | 2,2 | Ачинский |
| 132 | Шарыпово. | 3,5 | Шарыповский |
| 133 | Балахта. | 3,1 | Балахтинский |

Продолжение Таблицы 1.4 – Список метеостанций с привязкой к муниципальным образованиям

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № метеостанции | Наименование метеостанции | Среднегодовая скорость ветра, *v*ср | Муниципальный район |
| 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 (Березов ское). | 1,9 | Кирагинский |
| 145 | Минусинск, оп. Поле. | 2 | Минусинский |
| 146 | Пономарево. | 1,2 | Манский |
| 147 | Каратуз. | 2 | Каратузский |
| 148 | Верхний Кужебар. | 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 (1.17) служат коэффициенты вариации  и асимметрии . Поэтому процесс районирования режимов повторяемости скоростей ветра можно свести к выявлению метеостанций с близкими значениями этих коэффициентов. Из рис. 1.2, где показана графическая взаимосвязь коэффициентов Сv и Сs, 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.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 1.2 – Связь коэффициентов вариации Сv и асимметрии Cs эмпирических распределений скоростей ветра на метеостанциях Красноярского края, республиках 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 (1.26).

Рисунок 1.3, дающий связь коэффициентов Сν и Сo, существенно дополняет предыдущий график (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 рис. 1.4 и 1.5.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 1.3 – Связь коэффициентов вариации Сv и относительной высоты центра тяжести Co эмпирических распределений скоростей ветра на метеостанциях Красноярского края, республиках Хакасия и Тыва |

На основании данных, представленных на рис. 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 рис. 1.4 она ограничивается изолинией, соответствующей >7 м/с.

Вторая ветровая зона охватывает станции, расположенные между изолиниями 7 и 6 м/с. Это значительная часть 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.

|  |
| --- |
| Вет зоны в |
| Рисунок 1.4 – Районирование Красноярского края, республик Хакасия и Тыва по ветровым зонам. Северные районы Красноярского края |

|  |
| --- |
| Вет зоны  н |
| Рисунок 1.5 – Районирование Красноярского края, республик Хакасия и Тыва по ветровым зонам. Центральные и южные районы Красноярского края, республики Хакасия и Тыва |

Пятая ветровая зона охватывает станции, расположенные между изолиниями 4 и 3 м/с. Она включает в себя бóльшую 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 [11], 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 рис. 1.6 – 1.9 представлены распределения скоростей ветра по характерным метеостанциям и полученные аналитическим путем по семи ветровым зонам.

|  |
| --- |
|  |
| а) Первая ветровая зона |
|  |
| б) Вторая ветровая зона  Рисунок 1.6 (а – б) – Годовые распределения скоростей ветра по ветровым зонам |

|  |
| --- |
|  |
| а) Третья ветровая зона |
|  |
| б) Четвертая ветровая зона  Рисунок 1.7 (а – б) – Годовые распределения скоростей ветра по ветровым зонам |

|  |
| --- |
|  |
| а) Пятая ветровая зона |
|  |
| б) Шестая ветровая зона  Рисунок 1.8 (а – б) – Годовые распределения скоростей ветра по ветровым зонам |

|  |
| --- |
|  |
| Седьмая ветровая зона  Рисунок 1.9– Годовые распределения скоростей ветра по ветровым зонам |

Полученные средние значения коэффициентов Cv, Cs, и Сo позволили определить параметры α, *p, k, n* уравнения Гриневича (1.17) и записать следующие аналитические зависимости повторяемости скоростей ветра в районах Красноярского края, республик Хакасия и Тыва по ветровым зонам.

; (1.27)

; (1.28)

; (1.29)

; (1.30)

; (1.31)

; (1.32)

. (1.33)

Уравнения (1.27) – (1.33) 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 рис. 1.10 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.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 1.10 – Годовой ход среднемесячных скоростей ветра |

## 1.3 Районирование по 3 основным ветровым зонам

## 1.3.1 Описание 3 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.

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 3 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 (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 2 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 3 основных ветровых зоны представлено на рис. 1.11 Использованы 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.

В целом, из рис. 1.11можно 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 Хакассия. Отсутствие лесных массивов на территории Хакассии создает благоприятные условия для ветроэнергетического потенциала.

В представленных ниже параграфах произведено районирование по 3 ветровым зонам муниципальных образований Красновского 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.

|  |
| --- |
| Карта края - Ветер копия.JPG |
| Рисунок 1.11 – Районирование Красноярского края по 3 ветровым зонам |

## 1.3.2.1 Ачинский муниципальный район

|  |
| --- |
|  |
| |  |  |  | | --- | --- | --- | | Ачинский копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | | | Рисунок 1.12 – Районирование Ачинского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам | |

Ачинский муниципальный район (рис. 1.12)расположен в западной части Красноярского края.  Большая часть района находится в пределах долины реки Чулыма и её 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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.5.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 табл. 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.

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. 1.13) расположен в центральной части Красноярского края. Больше половины всей площади занимают таежные леса. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают I и III ветровые зоны. II ветровая зона в западной части района образуется благодаря степным и лесостепным зонам и равнинному рельефу. Также, достаточно высокий ВЭП объясняется границей с Хакассией и Ужурским районом, где преобладают равнины и степь. 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 среднегодовые скорости ветра представлены в таблице 1.6. |
| |  |  |  | | --- | --- | --- | | Балахтинский копия.jpg   |  | | --- | | Масштаб 1:1 000 000 (в 1 см 10 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | | | Рисунок 1.13 – Районирование Балахтинского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам | |

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 копия.JPG | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с) | | Рисунок 1.13 – Районирование Березовского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам | |
|  |

Березовский муниципальный район(рис. 1.14) 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 метров 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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.7.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 табл. 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 (табл. 1.6).

## 1.3.2.4 Боготольскиймуниципальный район

Боготольский муниципальный район(рис. 1.15)расположен в западной части Красноярского края. Лесом покрыто чуть более 50% 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 полей.

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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.8.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| |  | | --- | | Боготольский копия.JPG | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | | Рисунок 1.15 – Районирование Боготольского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам | |
|  |

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 |

Из табл. 1.8 следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,7 м/с, а максимальная – в ноябре – 5,2 м/с.

## 1.3.2.5 Енисейский муниципальный район

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| |  | | --- | | Енисейский копия.JPG | | Масштаб 1:1 000 000 (в 1 см 10 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | | Рисунок 1.16 – Районирование Енисейского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам | |

Енисейский муниципальный район (рис. 1.16) 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. Преобладающей является III ветровая зона с низким ВЭП. С другой стороны, 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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.9.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь | Год |
| 77 | Сым, (фактория 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 |

Из табл. 1.9 следует, что на метеостанции Ярцево, поскольку 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.

## 1.3.2.6 Иланский муниципальный район

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Иланский копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | |
| Рисунок 1.17 – Районирование Иланского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Иланский муниципальный район (рис. 1.17) расположен в восточной части Красноярского края. Район располагается между зоной тайги и 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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.10.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 табл. 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 (рис. 1.18) расположен в восточной части Красноярского края. 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 ВЭУ на возвышенностях.

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

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 табл. 1.11 следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,3 м/с, а максимальная – в ноябре – 4,6 м/с.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| |  | | --- | | Канский копия.jpg | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | | Рисунок 1.18 – Районирование Канского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам | |
|  |

## 1.3.2.8 Назаровский муниципальный район

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Назаровский копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | |
| Рисунок 1.19 – Районирование Назаровского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Назаровский муниципальный район (рис. 1.20) расположен в центральной части Красноярского края. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладают II и III ветровые зоны. IIветровая 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 Хакассия.

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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.12.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 табл. 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 копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с); | | |  |
| Рисунок 1.20 – Районирование Новоселовского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Новоселовский муниципальный район (рис. 1.21) 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. 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 (Красноярского водохранилища) и границей с обширной степной зоной, расположенной преимущественно на территории республики Хакассия. 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 перспективе, данный 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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.13.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 табл. 1.13 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 копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с); | |
| Рисунок 1.22 – Районирование Рыбинского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Рыбинский муниципальный район (рис. 1.22)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 ВЭУ на возвышенностях.

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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.11.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь | Год |
| 111 | Богунай (в наст. время 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 табл. 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. 1.23) расположен в западной части Красноярского края. До 90 % территории покрыто таежными лесами. Территория района относится к территориям приравненных 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 ВЭУ малой мощности до 100 кВт, а также возможно рассмотрение строительства ветропарков из ВЭУ средней мощности для электроснабжения децентрализованных потребителей.

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

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| |  | | --- | | Северо-Енисейский копия.JPG | | Масштаб 1:1 000 000 (в 1 см 10 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | | Рисунок 1.23 – Районирование Северо-Енисейского муниципального  района по 3 основным ветровымзонам | |
|  |

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 табл. 1.15 следует, что для характерной метеорологической станции Северо-Енисейск минимальная скорость ветра в августе – 2,8 м/с, а максимальная – в октябре–4,2 м/с.

## 1.3.2.12 Сухобузимский муниципальный район

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Сухобузимский копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | |
| Рисунок 1.24 – Районирование Сухобузимского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Сухобузимский муниципальный район (рис. 1.24) 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 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 (рис. 1.24), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.16.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 табл. 1.16 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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Таймыр копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км) | | – I ветровая зона с высоким ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра более 5 м/с);  –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | |
| Рисунок 1.25 – Районирование Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район (рис. 1.25) 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 Iветровую зону. Наличие высокого ВЭП обусловлено границей с Северным Ледовитым океаном. Оставшаяся часть попадает под II ветровую зону, и лишь малый фрагмент южной части района попадает 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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.17.

Таблица 1.17 – Среднемесячные и среднегодовые скорости ветра по метеорологическим станциям

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь | Год |
| 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 | 6 | 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 | 5,5 | 5,4 | 5,9 |
| 7 | Челюскин, мыс. | 7 | 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 | 6,6 | 7,4 | 8,2 | 7,3 | 7 | 6,7 |
| 9 | Русский, остров. | 6,5 | 6 | 6 | 5,8 | 6 | 6 | 5,6 | 6 | 6,8 | 7,4 | 6,7 | 6,6 | 6,3 |
| 11 | Андрея, остров. | 6 | 5,5 | 5,5 | 6 | 6 | 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 | 6,6 | 6,7 | 6,3 |
| 13 | Правды, остров. | 5,9 | 6 | 5,8 | 5,9 | 5,9 | 6 | 5,1 | 5,6 | 6,7 | 7,5 | 5,5 | 6,6 | 6 |
| 14 | Таймыры, реки, устье (Устье Таймыры). | 7,1 | 6,4 | 6,2 | 6,2 | 6 | 5,6 | 6,3 | 6,7 | 6,8 | 7,1 | 6,3 | 6,9 | 6,5 |
| 15 | Эклипса, бухта (бухта Ломоносова). | 7,3 | 7,1 | 6,5 | 5,6 | 5,6 | 5,7 | 5,1 | 5,3 | 6,2 | 6,8 | 6,4 | 8 | 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 | Прончищепой, 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 | 5,7 | 5,8 | 6,5 | 6,5 | 5,9 | 6,5 | 7,1 | 7,1 | 5,9 | 5,8 | 6,1 |

Продолжение таблицы 1.17 – Среднемесячные и среднегодовые скорости ветра по метеорологическим станциям

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь | Год |
| 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 | 6,4 | 6,7 | 7,4 | 8 | 8,3 | 8,4 | 7,5 |
| 22 | Усть-Тарея. | 6,2 | 5,1 | 6,2 | 5,8 | 5,6 | 5,9 | 5,1 | 5,2 | 5,5 | 6 | 5,4 | 6,1 | 5,7 |
| 23 | Лескина, мыс. | 7,4 | 6,9 | 6,8 | 7 | 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 |
| 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 | 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 | 1,1 | 2,7 | 1,1 | 0,8 | 1,2 |
| 32 | Дудинка | 5,5 | 5 | 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 | 8,4 | 7,7 | 6,9 | 6 | 5,3 | 5,1 | 6,7 | 9,2 | 7,4 | 7,8 | 7,3 |
| 35 | Медвежий Ручей. | 7,9 | 6 | 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 | Потапопо. | 5,1 | 4,5 | 4,5 | 4,1 | 4,6 | 4,6 | 4,2 | 4,2 | 4,5 | 5 | 4,1 | 4,7 | 4,5 |

Из табл. 1.17 следует, что по большинству метеорологических станций минимальная скорость ветра наблюдается в июле – августе, а максимальная – в мае и октябре-ноябре.

## 1.3.2.14 Туруханский муниципальный район

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Туруханский копия.jpg   |  | | --- | | Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | |
| Рисунок 1.26 – Районирование Туруханского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Туруханский муниципальный район (рис. 1.26) расположен в северо-западной части Красноярского края. Большая часть района находится в долине реки 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 преобладает в северной и восточной частях муниципального района вдоль реки 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 наоборот, 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. Основной источник электрической энергии – дизельные электрические станции. На территории района рекомендуется использование ветроэнергетических установок 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 до населенного пункта. На территории муниципального образования возможно строительство объектов большой, средней и малой ветроэнергетики. Учитывая специфику децентрализованных потребителей, рекомендуется выделить среднюю ветроэнергетику.

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

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

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 |

## 1.3.2.15 Тюхтетский муниципальный район

Тюхтетский муниципальный район (рис. 1.27) расположен в центральной части Красноярского края. Большая часть района находится в пределах Чулымской равнины, которая покрыта труднопроходимой тайгой. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, на территории района преобладает III ветровая зона. II ветровая зона расположена в юго-западной части муниципального района и охватывает лишь небольшую часть населенных пунктов. На территории района преобладает III ветровая зона. 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 (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.19.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 |
| Тюхтетский копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Рисунок 1.27 – Районирование Тюхтетского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам | | | | | | | | | | | | | | | |

Из табл. 1.19 следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,0 м/с, а максимальная – в ноябре – 4,4 м/с.

## 1.3.2.16 Ужурский муниципальный район

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Ужурский копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | |
| Рисунок 1.28 – Районирование Ужурского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Ужурский муниципальный район (рис. 1.28) расположен в западной части Красноярского края. Преобладает слабохолмистый рельеф. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, 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 малой мощности до 100 кВт.

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

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование 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 табл. 1.20 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 (рис. 1.29) расположен в восточной части Красноярского края. Практически весь район расположен в лесостепной зоне. Рельеф южной и центральной части района представлен полого-увалистой равниной, северная часть района находится в подгорной части Енисейского кряжа, здесь отмечается более увалистая местность. 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. 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 для подключения к централизованной энергосистеме. Наиболее перспективно в данном районе использовать ВЭУ малой мощности до 100 кВт.

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

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | 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 |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Уярский копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:500 000 (в 1 см 5 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | |
| Рисунок 1.29 – Районирование Уярского муниципального  района по 3 основным ветровым зонам |

Из табл. 1.20 следует, минимальная скорость ветра в августе – 2,6 м/с, а максимальная – в ноябре – 5,2 м/с.

## 1.3.2.18 Эвенкийский муниципальный район

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Эвенкийский копия.JPG   |  | | --- | | Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км) | | –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом  (среднегодовая скорость ветра 4 до 5 м/с);  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом (среднегодовая скорость ветра составляет до 3 м/с). | |
| Рисунок 1.30 – Районирование Эвенкийского муниципального  района по 3 основным ветровымзонам |

Эвенкийский муниципальный район (рис. 1.30) расположен в северо-восточной части Красноярского края. По Эвенкийскому муниципальному району имеются статистические данные по метеорологическим станциям (рис. 1.1), среднемесячные и среднегодовые скорости ветра представлены в табл. 1.22.

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

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № метео-  станции | Наименование метеостанции | Январь | Февраль | Март | Апрель | Май | Июнь | Июль | Август | Сентябрь | Октябрь | Ноябрь | Декабрь | Год |
| 39 | Ессей | 2 | 2 | 2,7 | 3,8 | 4,1 | 3,9 | 3,8 | 3,9 | 3,4 | 3,1 | 2,2 | 2 | 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 | 2,2 | 2,5 | 2 | 1,6 | 2,1 |
| 42 | Тембенчи. | 0,5 | 0,7 | 1,3 | 1,8 | 2,3 | 2 | 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 | 2,5 | 2,5 | 2,8 | 3,1 | 2,3 | 2 | 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 | 2 | 2 | 2,3 | 1,8 | 1,7 | 2 |
| 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 | 0,8 | 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 | 0,5 | 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 | 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 | 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 | 1 | 1,5 | 1,9 | 2,1 | 1,7 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,5 | 1,1 | 0,9 | 1,4 |
| 58 | Вананара | 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 | 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 | 1,4 | 1,9 | 1,9 | 1,5 | 1,1 | 1 | 1,3 | 1,6 | 1,3 | 0,8 | 1,3 |

Данная местность характеризуется сложным, преимущественно горным рельефом, характеризуется широким диапазоном климатических и гидрологических условий. Вся территория относится к району крайнего севера, значительная часть относится к районам распространения вечной мерзлоты. С точки зрения ветроэнергетического потенциала, 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. В силу 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, получается возможность использования ВЭУ ветрового потока с верхних слоев атмосферы.

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

## 13.2.19 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», расположенные в Ермаковском муниципальном районе. Из-за окружающих муниципальный район высоких Саянских гор использование ветроэнергетических установок бесперспективно. Однако, установка ВЭУ на вершине на высоте 1500-2000 м над уровнем моря позволит использовать ветер из верхних слоев атмосферы. В результате, 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 [12,14]

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 м2 при определенной скорости ветра ν (м/с) и плотности воздуха *ρ*(кг/м3) [2,9,11]:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.34) |

Удельная мощность ветра, приходящаяся на единицу площади поперечного сечения:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.35) |

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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.36) |

где Т – число часов, за которое определяется удельная энергия ветра (Т=720 ч за месяц, Т=2160 ч – за сезон, Т=8760 ч – за год); *р(ν)* – 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 *(РVmin*), часть – за счет режима регулирования (*РVр*) и часть – за счет вывода ветроколеса из-под ветра (*РVmax*). На рис. 1.31 представлены зависимости потенциальной (Рпот) и технической (Ртехн) мощности от скорости ветра применительно к ветроэнергетической установке АВЭУ 6-4М.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 1.31 – Зависимости потенциальной и технической мощности от скорости ветра применительно к ветроэнергетической установке АВЭУ 6-4М |

Номинальная мощность ВЭУ определяется выражением, кВт [11]

, (1.37)

где *D* – диаметр ветроколеса, м; *νp* – расчетная скорость ветра, м/с; ξ – коэффициент использования ветрового потока; *ηр, ηг* – КПД редуктора и генератора.

Если принять *ηр* =0,95, ξ =О,35 для тихоходных ВЭУ; *ηp* =0,9, ξ =0,45 для быстроходных ВЭУ [8], D24/π и перейти к удельной мощности ВЭУ, которая в соответствующих диапазонах работы выразится в виде

, (1.38)

где *ν*min– минимальная скорость, при которой происходит запуск ВЭУ, м/с;

*ν*max– скорость ветра, при которой происходит отключение ветроколеса, м/с;

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.39) |

*β*= 2,35⋅10-4–для быстроходных ВЭУ; *β* = 1,83⋅10-4–для тихоходных ВЭУ. Удельная выработка энергии ВЭУ, Дж/м2:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.40) |

Используя (1.40) и заменив операцию интегрирования суммированием, получим

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.41) |

В зависимости от параметра Т 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 [11]:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (1.42) |

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

*Р*ном– установленная мощность ВЭУ, кВт.

Использование ВЭУ считается эффективным при *Ку* ≥ 25% [8].По известному коэффициенту *Ку* легко определить количество часов использования установленной мощности ветроэнергетической установки за время *Т*

. (1.43)

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

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

Из анализа видно, что первая, вторая и третья ветровые зоны (рис. 1.4 – 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 малоперспективным. Здесь можно применить тихоходные ветромеханические установки.

Для удобства практического использования зависимостей (1.36 – 1.43) 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 [11,12].

## Выводы к разделу 1

1. Проведено исследование ветроэнергетического потенциала Красноярского края на основе данных 155 метеорологических станций за период в 30 лет. 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 соответствие 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 Хакассия (3-4 м/с).

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

# РАЗДЕЛ 2. ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

## 2.1 История развития ветроэнергетики в России и за рубежом. Текущее состояние отрасли

## 2.1.1 История развития ветроэнергетики в России и за рубежом.

В России энергия ветра использовалась издавна и в основном в мукомольном производстве. Появились ветряные мельницы из Западной Европы в конце XVII– начале XVIII вв. и назывались они «немецкими».

В дореволюционной России число ветряных мельниц достигало 200 тыс. Это были деревянные мельницы местного производства средней мощно­стью около 5 л.с. Ветряные мельницы мощностью 15–20 л.с. с диаметром ветроколеса 20–24 м встречались реже. Ветряные мельницы строились с учетом многолетнего практического опыта мастеров, для которых такое строительство стало профессией. Ветряные мельницы, по оценке известного ветроэнергетика Е.М. Фатеева, перемалывали в год около 34 млн. тонн зерна.

После революции 1917 г. ветроиспользование стало рассматриваться как важное государственное дело. В 1918 г. В.И. Ленин считал необходимым поручить Академии наук «включить в план реорганизации промышленности и экономического подъема России, наряду с другими проблемами, водные силы и ветряные двигатели вообще и в применении к земледелию».

С этого времени началось научное развитие российской ветроэнергетики. Научно-исследовательская работа по ветродвигателям проводилась в Центральном аэрогидродинамическом институте (ЦАГИ), Всесоюзном научно-исследовательском институте механизации сельского хозяйства, Всесоюзном научно-исследовательском ин­ституте электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ), в Центральной научно-исследовательской лаборатории по ветродвигателям (ЦНИЛВ).

Крупнейший русский ученый Н.Е. Жуковский и его ученики (В.П. Ветчинкин, Г.Х. Сабинин, Н.В. Красовский и др.) создали теоретические основы ветродвигателей. В ЦАГИ были выполнены научные работы по экспериментальной аэродинамике и теории ветродвигателей. На государственных заводах осваивалось массовое производство ветродвигателей различного назначения.

Промышленное производство ветродвигателей, разработанных Центральным ветроэнергетическим институтом (ЦВЭИ) и Всесоюзным институтом механизации (ВИМ), началось в СССР с 1933–1936 годов. В основном это были ветродвигатели для водоснабжения населенных пунктов. По своей конструкции это многолопастные ветродвигатели, имеющие диаметр ветроколеса 5 и 8 м, укомплектованные поршневыми насосами. За 4 предвоенных года их было выпущено более 8 тыс. шт.

После 1945 г. довоенный уровень производства ветродвигателей был восстановлен и превзойден. Выпускали ветродвигатели 44 завода. Максимальное производство их было достигнуто в 1955 г. – 9142 шт. Самым востребованным оказался ветродвигатель ТВ-8, имеющий 18-ти лопастное ветроколесо диаметром 8 м. Использовался он для водоснабжения животноводческих ферм и привода большого ассортимента кормоперерабатывающих машин. В середи­не 1950-х годов ветродвигателями были оборудованы 30% животноводческих ферм Краснодарского края и более 50% механизированных колодцев Омской области.

Ветроэлектрический агрегат ВЭ-2 мощностью 130 Вт был пер­вым ветроагрегатом, созданным в СССР и освоенным в серийном про­изводстве. Он был разработан в ЦАГИ в 1931 г. под руководством известного ученого Г.Х. Сабинина. Ветроагрегат многократно выпускался отдельными партиями на заводе «Урал» в г. Пермь.

С целью расширения работ по ветротехнике в 1930 г. на базе ОВД ЦАГИ был организован ЦВЭИ, единственная в мире в то время научно-исследовательская организация такого профиля. Были начаты работы по созданию ветроэлектрических станций.

В 1930 г. была спроектирована, а в 1931 г. сооружена в Крыму самая крупная в мире Балаклавская ВЭС Д-30 мощностью 100 кВт. Станция работала до 1942 г. и давала электроэнергию в сеть «Севастопольэнерго» напряжением 6,3 кВ. Первая в мире ВЭС мощностью 100 кВт для работы в энергосистеме вызвала большой интерес в мире. Вет­роэлектрический агрегат имел трехлопастное ветроколесо диаметром 30 м со стабилизаторным типом регулятора частоты и генератор асинхронного типа.

Балаклавская ВЭС была построена ЦВЭИ под руководством В.Р. Секторова, причем в мае и июне 1931 г. проводилась регулировка ветроагрегата и устранялись конструктивные недостатки.

В предвоенные годы была создана перспективная конструк­ция быстроходного ветроагрегата ЦВЭИ Д–12 мощностью 7–15 кВт. 22 ветродвигателя Д–12 были установлены для электроснабжения по­лярных станций Главсевморпути. В военные годы они показали себя весьма надежными в работе. Вскоре после окончания войны в ВИМе был разработан новый ветроэлектрический агрегат мощностью 25–50 кВт Д–18 ГУСМП.

Опытные партии ветроагрегатов Д–18Э, изготовленные в нескольких десятках экземпляров, были использованы для строительства экспериментальных ветроэлектростанций.

В 1968 г. от Министерства мелиорации и водного хозяйства СССР поступил заказ на разработку и освоение производства ветроэлектрических установок быстроходного типа мощностью от 1 до 30 кВт и ветроводоподъемных установок на их базе для использования в сельском хозяйстве. Разработка была выполнена в Истринском филиале ВНИИЭМ с выпуском новой серии синхронных бесконтактных генераторов мощностью от 1 до 30 кВт. Этот конструкторский задел был использован в новых ветроэлектрических установках, созданных в 1976 г. государственным предприятием НПО «Ветроэн». С 1979 г. на Астраханском заводе «Ветроэнергомаш» начался серийный выпуск ветроагрегатов мощностью 2 и 4 кВт. Их годовое производство дос­тигло в 1980-х годах 400–500 шт. НПО «Ветроэн» разработало также несколько модификаций зарядных ветроагрегатов мощностью 100–250 Вт и организовало серийное производство этих ветроагрегатов на машиностроительном заводе в г. Фрунзе (Киргизия).

Для водоснабжения отгонных пастбищ в эти годы в ВИЭСХе и НПО «Ветроэн» были разработаны и освоены в производстве новые типы водоподъемных ветроустановок: «Чайка», «Беркут», ВБЛ-3, ВТЛ-3, ВБ-ЗТ, «Ветерок», УВЭВ-6 и др.

Созданные в Истринском филиале ВНИИЭМ и НПО «Ветроэн» в 1970 –1980-е годы ветроагрегаты имели большой спрос в стране.

В 1957 г. Центральная научно-исследовательская лаборатория ветродвигателей по заказу Минсельхоза СССР построила и ввела в эксплуатацию в Целиноградской области 12-ти агрегатную ВЭС мощностью 400 кВт на базе ветроагрегатов Д-18 с генераторами постоянного тока мощностью 40 кВт. Ветроагрегаты работали на три машинных преобразователя постоянного тока в переменный промышленной частоты. Эти преобразователи включаются для параллельной работы с ДЭС мощностью 400 кВт. Станция находилась в Казахстане. Она была сдана в эксплуатацию в 1958 г. и работала до 1964 г. В отдельные месяцы года доля энергии, производимой за счет энергии вет­ра, достигала 55%. Работа ВЭС–400 была прекращена после заверше­ния строительства высоковольтной ЛЭП, ставшей ос­новой электрификации большинства районов степного Казахстана.

Анализ реализации ветроагрегатов АВЭУ6–4, выпущенных с 1979 по 1987 гг., показал, что в сельском хозяйстве и мелиорации ис­пользовалось около 40% от общего объема выпуска ВЭУ. На втором месте были строительные министерства, реализующие ВЭУ на отдаленных объектах строительства. Минморфлот и Минобороны заказы­вали ВЭУ для погранзастав и оснащения маяков дополнительными средствами заряда аккумуляторных батарей. Министерства, ведущие поиски новых месторождений газа, нефти и других полезных ископаемых, по объему заказов находились на четвертом месте. ВетроагрегатыАВЭУ6–4 использовались на метеостанциях, пунктах связи, в заповед­никах, охотхозяйствах, рыбхозах, водопойных пунктах на отгонных пастбищах круглогодичного использования, где кроме подъема воды из колодцев и скважин они обеспечивали отопление служебных помещений.

Серийный выпуск ветроагрегатов малой мощности (120–140 Вт) был налажен в Киргизии на заводе «Тяжэлектромонтаж» (г. Фрунзе). Этот завод также освоил серийное производство генераторов типа СГВ мощностью 4; 16 кВт. Ветроагрегаты АВЭУ12–16, разработанные в НПО «Ветроэн», были выпущены на заводах в Казахстане и Киргизии в количестве 60÷80 шт. и использовались там же для энергообеспечения автономных потребителей.

Объемы серийного производства ВЭУ в СССР на госпредприятиях страны приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Объемы производства ВЭУ в СССР в 1930-1991 гг.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 1930-  1937 | 1938–1941 | 1950-  1956 | 1957-  1977 | 1978-  1986 | 1987-  1991 |
| Выпуск ВЭУ, шт. | ≈3000 | ≈4000 | ≈37500 | ≈12000 | ≈1750 | ≈2000 |
| Установленная мощность, МВт | ≈9 | ≈16 | ≈80 | ≈20 | ≈5 | ≈1 |
| Единичная мощность ВЭУ, кВт | 3 | 4 | 2,15 | 1,67 | 2,86 | 0,5 |

В первый период выпускались многолопастные ветроустановки малой мощности с механическим приводом: ТВ-3; ТВ-5; ТВ-8 мощ­ностью до 4 кВт, применяемые для подъема воды, а также для переработки кормов в. сельском хозяйстве. Массовое применение получила также ветроэлектрическая двухлопастная установка ВЭ–0,1 мощностью 100 Вт, используемая для электропитания 3 тыс. радиоузлов в сельской местности, обслуживающих около 300 тыс. радиоточек. Были разработаны также ветроэлектрические агрегаты малой мощности быстроходного типа с трехлопастными ветроколесами: ЦВЭИ Д-8 в ВИМЭ–ГУСМП Д–12. Ветроагрегат Д–12 с генератором 15 кВт был установлен на 16 станциях Севморпути и показал высокую надежность в работе в условиях штормовых ветров Крайнего Севера. В 1948 г. усилиями ряда организаций был создан ветродвигатель ВИМЭ Д–18 ГУСМП с трехлопастным ветроколесом и стабилизаторным ре­гулированием. Были разработаны варианты конструкции ветроагрегата: с синхронным генератором мощностью 25 кВт и с генерато­ром постоянного тока мощностью 40 кВт.

В 1980-е годы работы по ветроэнергетике проводились в соответствии с государственным планом развития науки и техники по проблеме: «Создание и внедрение солнечных, геотермальных и ветровых установок для производства тепла и электрической энергии». В 1989 г. была подготовлена комплексная программа освоения нетрадиционных источников энергии. Программа предусматривала к 1995 г. ввод объек­тов нетрадиционной энергетики мощностью 1200 МВт и получение тепловой энергии 120 млн. ГДж. Вследствие распада СССР указанная программа не была выполнена, но в 1991–93 гг. ряду конверсионных предприятий были выделены средства на ОКР по ВИЭ. В результате в НПО «Ветроэн» разработали ВЭУ–250, которая была освоена в произ­водстве на Днепропетровском заводе «Южмаш» (Украина). В МКБ «Радуга» была разработана ВЭС–1000, изготовленная в двух экспери­ментальных образцах, которые были отправлены в Калмыкию для испытаний в различных режимах работы.

После распада СССР прекратилось государственное финансирование деятельности НПО «Ветроэн» в г. Истра и его филиалов в ряде областей России, а также в Киргизии, Казахстане и Азербайджане.

В 1991–92 гг. был повсеместно прекращен серийный выпуск ветроустановок, организованный на ряде государственных заводов страны. Минтопэнерго РФ официально предусмотрело долю расходов госбюджета на возобновляемые источники энергии не выше 1%.

Провозглашенная в 1995 г. Минтопэнерго РФ новая энергетическая политика была ориентирована на всемерный рост добычи нефти, газа и угля. Программа не учитывала новых тенденций развития мировой энергетики, ориентированной на резкое снижение потребления топливно-энергетических ресурсов. Следствием этого явилось сокраще­ние государственного финансирования на развитие возобновляемых источников энергии в стране и закрытие НПО «Ветроэн». Большая часть известных специалистов по ветроэнергетике, имеющих большой опыт работы, вынуждены были прекратить свою работу в области ветроэнергетики, и весь коллектив НПО «Ветроэн» со всеми его филиалами прекратил свою работу в ветроэнергетике.

Эта политика резко контрастирует со стремлением большинства стран мира расширять производство энергии от ВИЭ. Уже в 1994 г. в Канаде, Австрии, Швеции и Швейцарии производство электроэнергии от возобновляемых источников превысило 25%, в Норвегии – 50% от общего производства энергии. В 2006 г. Швеция объявила свое намерение быть первой страной в мире, разрывающей зависимость от иско­паемого топлива. Цель шведского правительства – полностью освободить национальную экономику к 2020 г. от зависимости в использова­нии ископаемого топлива.

Энергоснабжение автономных потребителей с использованием во­зобновляемых источников энергии, в частности энергии ветра, в отдельных районах РФ уже сейчас оказывается экономически более целе­сообразным, чем использование жидкого топлива, а для маломощных потребителей и эффективнее по сравнению со строительством ЛЭП от централизованных энергосистем.

На сегодняшний день в России проделана значительная работа по изучению режима ветра в ряде районов, и сделан вывод о целесообразности развития ВЭУ как малой, так и большой мощности. Необходимо дальнейшее углубление и расширение изучения ветроэнергетических ресурсов, особенно для побережий Крайнего Севера и Дальнего Востока [14].

Распределение ВЭП по регионам России представлено в таблице 2.2 и на рисунке 2.1 [15,16].

Таблица 2.2 – ВЭП России, ГВт∙ч/год

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Экономический район, регион | Валовый | Технический | Экономический |
| Северный | 11040 | 860 | 4,3 |
| Северо-Западный | 1280 | 100 | 0,5 |
| Центральный | 2560 | 200 | 1 |
| Волго-Вятский | 2080 | 160 | 0,8 |
| Центрально-Черноземный | 1040 | 80 | 0,4 |
| Поволжский | 4160 | 325 | 1,6 |
| Северный Кавказ | 2560 | 200 | 1 |
| Уральский | 4880 | 383 | 1,9 |
| Западная Сибирь | 12880 | 1000 | 5 |
| Восточная Сибирь | 13520 | 1050 | 5,2 |
| Дальний Восток | 24000 | 1860 | 9,3 |
| Россия в целом | 80000 | 6218 | 31 |

Высокие значения ВЭП в России наблюдаются на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Каспийского и Араль­ского морей и нижней Волги (удельная мощность ветрового потока изменяется от 200 до 650 Вт/м2 на уровне 10 м и от 400 до 1000 Вт/м2на уровне 25 м над земной поверхностью), на побережье Охотского, Баренцева, Черного и Азовского морей (удельная мощность ветрового потока 250–750 Вт/м2 на уровне 10 м и 400–1000 Вт/м2 на уровне 25 м над водой).

Ветроэнергетика России на 2005 г. была представлена тринадцатью ВЭС общей мощностью около 12,1 МВт (30-е место в мире), которые работают, преимущественно, на локальные электроэнергетические системы (ЛЭЭС) (табл. 2.3). Тем самым, сегодня в России используется весьма незначительная доля богатых ветроэнергетических ресурсов страны (табл.2.2).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.1 – Распределение ВЭП по регионам России |

Таблица 2.3– Современное состояние ветроэнергетики России

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | ВЭС России | *N*вэсуст, кВт | *Z*а,  ед | *N*агруст, кВт | Год нач.  эксп. | Тип ВЭУ | Произво-дитель  ВЭУ | Исполь-  зуется |
| 1 | Заполярная ВЭС | 2500,0 | 10 | 250 | 1994 | АВЭ-250-С | Украина | ЛЭЭС |
| 2 | ВЭУ в Архангельской области | 3030 | 3 | 10 | 1997 | BWC Excel | США | Авт.потребит. |
| 3 | ВЭУ в Московской области | 10,0 | 1 | 10 | 1997 | BWC Excel | США | ЛЭЭС |
| 4 | ВЭУ на Чукотке | 53,5 | 4+9 | 53,5 | 1997 | BWC Excel | США |  |
| 5 | ВЭУ в Московской области | 80,0 | 8 | 10 | 1997 | BWC Excel | США |  |
| 6 | Челябинская область | 10,0 | 1 | 10 | 1997 | BWC Excel | США | ЛЭЭС |
| 7 | г.Барнаул | 10,0 | 1 | 10 | 1997 | BWC Excel | США | ЛЭЭС |
| 8 | ВЭУ на Камчатке | 500,0 | 2 | 250 | 1996 |  | Дания | ЛЭЭС |
| 9 | ВЭУ в Ростовской области | 300,0 | 10 | 30 | 1997 |  | Германия | ЭЭС |
| 10 | Калмыцкая ВЭС | 1000,0 | 1 | 1000 | 1994 | Радуга-1000 | Россия | ЭЭС |
| 11 | Калининградская область | 5100,0 | 20+1 | 5100 | 2002 | Vestas+ Wind | Дания | ЭЭС |
| 12 | Вологодская область | 0,3 | 2 | 0,15 |  |  |  | ЛЭЭС |
| 13 | Анадырская | 2500,0 | 10 | 250 | 2002 | АВЭ-250 | Украина | ЛЭЭС |
|  | **Всего** | **12094** |  |  |  |  |  |  |

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 (ВДК). Около 10 изготовителей готовы выпускать такие ВЭУ, а некоторые из них поставляли свои изделия за границу [18].

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. Агропромышленное производство и объекты специального назначения является областью преимущественного использования авто­номной ветроэнергетики [18].

## 2.1.2 Современное состояние рынка ветроэнергетики

Сегодня ветроэнергетика является одним из самых дешевых источников энергии. Себестоимость энергии, производимой на системных ВЭУ, составляет 4–5 цент/кВт∙ч при стоимости 1кВт установленной мощности порядка 1000 долл./кВт [19,20]. Ветроэнергетика стала полно­правной и неотъемлемой частью энергосистем стран различных по уровню развития и богатства (табл. 2.4, 2.5) [20].

Ежегодный прирост по установленной мощности ветровых энергетических установок в мире за последние годы превышает 30%. В 2005 г. введено 11,5 ГВт новых мощностей. Суммарная стоимость вновь введенного оборудования составила 14 млрд. долл. Общая установленная мощность ВЭУ в 2005 г. составила 47,9 ГВт. В том числе: Германия – 16,6 ГВт, Испания – 8,3 ГВт, США – 6,8 ГВт, Дания – 3,1ГВт, Индия – 3,0 ГВт.

Таблица 2.4 – Динамика изменения использования энергии ветра в мире

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 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 | 5,938 | | 8,634 | | 11,891 | |

Наибольший рост использования энергии ветра в мире начался с 1998 г. и продолжает расти, несмотря на небольшое уменьшение в 2004 г. Согласно оптимистическим прогнозам использования энергии ветра в мире суммарная установленная мощность ВЭУ с 47,893 ГВт в 2004 г. должна была повыситься к 2009 г. до 116,2 ГВт. В то же время в Европе к 2009 г. значение суммарной установленной мощности ВЭУ составило 74,6 ГВт. В таблице 2.5 приведены данные об установленном мощности ВЭУ в мире [20].

Таблица 2.5 – Современное состояние и прогноз использования энергии ветра в мире

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Страны | Суммарная установленная мощность на 2005 год, МВт | Суммарная установленная мощность за 2004 год, МВт | Суммарная установленная мощность за  2010 год, МВт |
| США | 6750 | 389 | 18850 |
| Канада | 444 | 123 | 2344 |
| **Америка в целом** | **7391** | **516** | **22641** |
| Германия | 16629 | 2037 | 26199 |
| Испания | 8263 | 2064 | 17463 |
| Дания | 3083 | 7 | 3833 |
| Италия | 1261 | 357 | 3211 |
| Нидерланды | 1081 | 199 | 1951 |
| Великобритания | 889 | 253 | 6389 |
| Австрия | 607 | 192 | 1557 |
| Греция | 587 | 61 | 1437 |
| Португалия | 585 | 274 | 3085 |
| Швеция | 478 | 50 | 1183 |
| Франция | 386 | 138 | 2548 |
| Ирландия | 339 | 148 | 1189 |
| Норвегия | 158 | 57 | 1468 |
| Бельгия | 106 | 28 | 521 |
| Финляндия | 83 | 30 | 533 |
| Польша | 55 | 0 | 550 |
| Турция | 20 | 0 | 620 |
| Швейцария | 8 | 4 | 178 |
| Другие европейские страны | 87 | 22 | 687 |
| **Европа в целом** | **34705** | **5921** | **74800** |
| Индия | 3000 | 875 | 8300 |
| Япония | 991 | 230 | 2641 |
| Китай | 769 | 198 | 3119 |
| Другие азиатские страны | 85 | 51 | 855 |
| **Азия в целом** | **4845** | **1354** | **14915** |
| Австралия и Новая Зеландия | 588 | 294 | 2075 |
| Северная Африка | 234 | 23 | 960 |
| Средний Восток | 101 | 29 | 351 |
| **Другие страны** | **952** | **346** | **1080** |
| **Всего в мире** | **47893** | **8137** | **116236** |

Доля вырабатываемой в мире энергии, приходящейся на Европу, составляет порядка 72,5%, и она остается бесспорным лидером в использовании энергии ветра (рис. 2.2).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.2– Современное состояние использования энергии ветра в мире по континентам |

На Американском континенте установленная мощность ВЭУ за 2004 г. (389 МВт) снизилась по сравнению с 2003 г. (1687 МВт) и 2002 г. (494 МВт) на 77% и 20% соответственно. В Азии установленная мощность ВЭУ увеличилась с 804 МВт за 2003 г. до 1354 МВт за 2004 г., что составляет приблизительно 68%.

Установленная мощность ВЭУ для остальных стран увеличилась с 175 МВт за 2003 г. до 346 МВт за 2004 г. [20,21], что составляет приблизительно 98%.

Бесспорным лидером на Европейском рынке использования энергии ветра являются Германия и Испания (табл. 2.5, рис. 2.3). Из общей суммы установленных мощностей Европы – 5921 МВт за 2004 г., 4101 МВт были установлены в этих двух странах (рис. 2.3). Наибольшие при­росты мощности за 2004 г. были отмечены в Италии (с 166 до 357 МВт) и в Португалии (с 107 до 274 МВт), также высокие приросты мощности были достигнуты Ирландией, Великобританией, Норвегией и Франци­ей. В других Европейских странах прирост установленной мощности ВЭУ за 2004 г. оказался небольшим, как например, в Дании (7 МВт) и Австрии (192 МВт), имеющих самые высокие снижения прироста за 2004г. по сравнению с 2003 г. соответственно на 96,8% и 32,6%. Опираясь на данные прогноза (табл. 2.5) до 2009 г. можно сделать вывод, что Европа останется континентом с самыми высокими показателями развития ветроэнергетики в следующие пять лет. Кроме оптимистического прогноза для Германии – 26,199 ГВт к 2009 г. (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.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.3 – Современное состояние использования энергии ветра в мире по странам |

К не Европейским странам-лидерам по использованию энергии ветра относятся Соединенные Штаты (6,75 ГВт) и Индия (3 ГВт) на 2005 г. Согласно оптимистическим прогнозам для США – 18,85 ГВт к 2009 году (2,42 ГВт в год) и для Индии – 8,30 ГВт (1,06 ГВт в год). На Американ­ском континенте использование энергии 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 2003 г. за 2004 г. прирост по установ­ленной мощности в Индии составил +107%, в Китае +102%, в Японии наблюдалось некоторое уменьшение прироста до 16% (230 МВт).

В Австралии и Новой Зеландии, с ежегодным приростом 300 МВт, прогнозируемый рост использования энергии ветра должен был составлять 2,075 ГВт к 2009 г. Северные Африканские страны впрочем, как и Азиат­ские, имеют высокий потенциал развития ветроэнергетики в будущем. Ожидаемая установленная мощность ВЭУ для Северной Африки составляет 960 МВт в 2009 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 2004 г. по сравнению с 2003 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») на 2004 г. 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. 2.4) [21].

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.4. – Лидеры-производители ВЭУ в мире на начало 2005 г. |

Обобщая вышесказанное, необходимо отметить основные момен­ты развития ветроэнергетики в мире. На 2005 г. общий прирост уста­новленных мощностей ВЭУ на 2,3% ниже по сравнению с предыдущим годом. Динамика использования энергии ветра имеет восходящую тен­денцию, которая, однако, имеет место, прежде всего в Европе, где раз­витие ветроэнергетики стимулируется озабоченностью правительства охраной окружающей среды. В то же время, развивающиеся страны с их высокими потребностями в энергии не могут использовать ВЭП в полной мере без посторонней помощи. На рис. 2.2показано, 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 [22,23], где показано, что на начало 2005 г. ВЭУ в 95% устанавливались с диаметром ветроколеса (ВК) от 60 до 90 м.

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

Самое распространенное количество лопастей ВК при диаметрах более 25 м 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 [23]. 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 ферм с энергосистемой.

В 2003 г. компания «Vestas» разработала ВЭУ V90 мощностью 3 МВт с массой гондолы и ВК 104 тонны. Компания «NEGMicon» 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 «GE Energy» 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 2,5МВт с диаметром ВК 88 м. До конца 2005 г. планировался 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 3,6МВт. Компания «Enercon» в августе 2002 г. ввела в Магдебурге (Германия) ВЭУ Е-112 мощностью 4,5 МВт, а в июне 2004 г. еще одну в Аурихе (Германия). Позже, в том же году намечалось ввести две такие ВЭУ, а в 2005 г. – десять. К 2007 г. в 15 км от г. Боркен в Се­верном море планировалось строительство ветроэлектростанции (ВЭС) с 40–46 ВЭУ Е-112. Дат­ская «NEG Micon» в октябре 2003 г. ввела ВЭУ NM110/4200 мощно­стью 4,2 МВт. Вес ее гондолы с ВК составляет 214 тонн. В июле-августе 2004 г. в Германии введены ВЭУ мощностью по 5 МВт фирмы «Repower» в Брунсбюттене и фирмы «Multibrid» в Бремерхафене. Финская «Win Wind» осенью 2004 г. ввела в Финляндии 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 «BonusI ntergal Blade» длиной 52 м. Башня ВЭУ покрыта высо­коэффективным лаком, гондола имеет облегченный вес и снабжена пожаро– и молнезащитой. После проведения важных испытаний, данная ВЭУ поставлена компанией в серийное производство с 2005 г. [22,23].

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.

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 [17].

# 2.1.3 Инновационные составляющие отрасли

Технологии выработки электрической и тепловой энергии средствами ветроэнергетических установок постоянно совершенствуются. К «классическим» технологиям следует отнести использование асинхронных электрических генераторов с системой двойного питания, позволяющей поддерживать постоянную частоту и зубчатым мультипликатором (коробкой передач). Для регулирования мощности, вырабатываемой в ВЭУ используется система поворотных лопастей (Pitch-система). Данная технология существует на рынке ветроэнергетики более 50 лет. Некоторые производители до сих пор придерживаются канонов «классической» конструкции ВЭУ. С одной стороны, это проверенная временем технология. С другой стороны, одна имеет ряд недостатков, среди которых – низкая производительность.

Различные производители постоянно вносят инновации в разработанные модели ВЭУ для повышения их энергетической эффективности. К инновациям следует отнести:

- использование безредукторных ветродвигателей;

- использование гидравлических систем вместо зубчатого редокутора и коробки передач;

- использование синхронных генераторов;

- использование систем регулирования мощности ВЭУ, альтернативные pitch-системе;

- использование инновационных форм ветроколеса и лопасти;

- использование инновационных алгоритмов при регулировании вырабатываемой мощности и частоты электрической энергии;

- другие формы инноваций.

Более подробная информация о технологиях конкретных производителей и об инновационных составляющих технологий представлена в 3 разделе.

## 2.2 Принцип действия современных ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения

В соответствии с ГОСТ Р 51237-98 горизонтально-осевым ветродвигателем называется ветродвигатель, у которого ось вращения ветроколеса расположена параллельно или почти параллельно вектору скорости ветра. Основной вращающей силой у колес этого типа является подъемная сила.

Основным типом такого ветродвигателя в настоящее время является двигатель крыльчатой конструкции, в котором вращающий момент создается за счет аэродинамических сил, возникающих на лопастях рабочего ветроколеса. В большинстве стран выпускают и применяют только крыльчатые ветродвигатели. Они отличаются большими коэффициентами использования энергии ветра ξ и значительно большей быстроходностью. Максимальное значение ξ, для быстроходных колес достигает 0,47–0,48.

Быстроходностью *Z* называют отношение произведения окружной скорости ветроколеса ω на радиус *R*лопасти к величине действующей скорости ветра *V*:

*Z* = ω *R/V.*

Крыльчатые ветродвигатели с горизонтальной осью вращения наиболее эффективны, когда поток воздуха перпендикулярен плоскости вращения лопастей. Для обеспечения этого условия в составе ВЭУ тре­буется устройство автоматического поворота оси вращения. Обычно эту роль выполняет крыло–стабилизатор или соответствующая система ори­ентации ветродвигателя, которая производится по двум схемам – активной и пассивной.

Типы крыльчатых ветродвигателей с горизонтальной осью вращения (рис. 2.5)отличаются только количеством лопастей и, соответственно быстроходностью *Z=* 1–15.

|  |
| --- |
| **F:\..\..\..\..\..\Downloads\Alternative\Типы ветродвигателей.files\image16.gifF:\..\..\..\..\..\Downloads\Alternative\Типы ветродвигателей.files\image16.gif** |
| Рисунок 2.5 –Горизонтально-осевые ветродвигателей |

Крыльчатый ветродвигатель состоит из следующих основных элементов: ветроколеса, гондолы, хвоста и башни.

Ветроколесо превращает энергию ветра в механическую работу. Крыло состоит из лопасти и маховика, который закрепляется на валу ветроколеса, как правило, перпендикулярно к оси вала. Современные ВЭУ с горизонтальной осью вращения классифицируются по числу лопастей следующим образом: однолопастные, двухлопастные, трехлопастные и многолопастные.

Однолопастные ветрогенераторы имеют одну лопасть и противовес, выполняющий роль балансирующего механизма. Достоинством однолопастных роторов, по сравнению с многолопастными, является их более высокая скорость вращения за счет более низкого момента инерции. Это позволяет использовать в их схеме прямоприводные синхронные или асинхронные электрогенераторы, рассчитанные на более высокие обороты вращения, и как следствие, имеющие меньшие массогабаритные размеры. Кроме этого, ротор этой конструкции имеет более низкую стоимость за счет уменьшения числа лопастей. В настоящее время выпускаются однолопастные ВЭУ мощностью до 10 кВт, с диаметром ротора до 7 м.

В сравнении с ВЭУ с количеством лопастей три и более, двухлопастные имеют те же преимущества, что и однолопастные. Еще одним безусловным достоинством этих ветрогенераторов является уравновешенность ротора при любом угловом положении лопастей, за счет четного их количества. Это их достоинство нашло применение в самоподъемных ветрогенераторах малого и среднего диапазона мощностей. При подъеме с земли или опускании на землю самоподъемных двухлопастных ветрогенераторов, плоскость их ротора, при любом угловом положении лопастей будет стремиться занять горизонтальное положение, что значительно упрощает технологию процесса подъема или опускания этих ВЭУ.

Трехлопастные горизонтально-осевые ВЭУ являются наиболее распространенными из предлагаемых на рынке ветряков. Их номинальная мощность составляет от нескольких ватт до 7 МВт.

Многолопастные ВЭУ имеют большое количество лопастей, которое у некоторых моделей может достигать 50 единиц. Ротор этих ветрогенераторов имеет большой момент инерции, вследствие чего, имеет более низкие скорости вращения, но при этом, развивает более высокий крутящий момент. Эта их особенность является достоинством при работе в ветронасосных системах, именно в этой области промышленного применения они заняли нишу.

Чем больше лопастей имеет ветроколесо, тем меньше будет его скорость вращения. Бытующее мнение, что количество лопастей сказывается на производительности ВЭУ ошибочно. Трехлопастное колесо всего на несколько десятых процента производительнее однолопастного ветроколеса. В то же время в 3 раза тяжелее и дороже. ВЭУ с меньшим количеством лопастей имеют меньшую массу, а значит и страгиваются при более слабом ветре. Однолопастная, трехлопастная и многолопастная ВЭУ с одинаковым диаметром ротора и профилем лопастей, будут обладать примерно одинаковой производительностью, но разной частотой вращения ротора. На производительность ветроколеса влияют диаметр и профиль лопасти. Для производства электроэнергии используются ВЭУ с количеством лопастей от 1 до 3.

В гондоле монтируют вал ветроколеса, верхний передаточный механизм, генератор и сопутствующее оборудование.

Скорость вращения ветроколеса, как правило, недостаточна для производительной работы электрогенераторов. Для повышения производительности электрогенераторов используют несколько основных типов передач:

–механическая передача;

–гидравлическая передача;

–прямая передача;

–пневматическая передача.

Механическая передача является наиболее распространённой на сегодняшний день. В конструктивном исполнении она достаточно проста и представляет собой мультипликатор или коробку передач. Это так называемая «классическая» конструкция, получившая наибольшее распространение. Основная часть производителей ВУЭ большой и средней мощности базируются на данной технологии. КПД такой передачи составляет 0,85…0,90. К недостаткам такого механизма следует отнести отсутствие возможности регулировать обороты на выходе мультипликатора. Скорость ветра на выходе мультипликатора пропорциональна скорости ветра колеса. Для поддержания постоянной частоты вырабатываемого напряжения приходится использовать асинхронные генераторы. Сравнительно большие потери в 10-15% на редукторе приходятся на необходимость жидкостной смазки вращающихся элементов.

Способ гидравлической передачи допускает компоновку ветродвигателя и электрогенератора, как в гондоле, так и раздельно с расположением электрогенератора на земле.

Существуют два способа гидравлической передачи: гидродинамическая и гидростатическая. Вследствие того, что такие элементы гидродинамической системы как центробежный насос и радиально-осевая гидротурбина должны работать на больших оборотах, то данный тип гидравлической передачи не нашел широкого применения в ветроэнергетике. Наиболее предпочтителен второй способ с обьемной гидростатической передачей, которая состоит из гидронасоса и винтового или поршневого гидромотора. Торможение ветроколеса и ограничение развиваемой мощности на выходном валу обеспечивается за счёт дросселирования рабочей жидкости. КПД неразделенной гидропередачи составляет 0,85…0,95 и такая система позволяет поддерживать постоянное число оборотов на выходе гидростатического привода, что в свою очередь позволяет использовать более производительные синхронные генераторы. Это более прогрессивная инновационная технология используется только двумя компаниями в мире: немецкой компанией «Nordwind»и новозеландской компанией «Windflow».

Прямая передача предполагает полное отсутствие каких-либо мультипликаторов. Вращающий момент передается на генератор непосредственно с оси вращения ветроколеса. Преимуществом данной системы является отсутствие потерь в передаче, недостатком – необходимость использования специализированных тихоходных генераторов, выпрямительных устройств и инверторов. Такая система используется либо в ВЭУ малой и очень малой мощности, либо в ВЭУ большой мощности.

В пневматическом способе передачи кинетическая энергия ветрового потока преобразуется ветродвигателем в потенциальную энергию перепада давления воздуха в пневмомагистрали. Достоинством пневматического способа передачи является то, что всё электромеханическое оборудование находится на земле. К тому же пневмомагистраль гасит пульсации воздушного потока. В первом варианте компрессор в гондоле нагнетает воздух в магистраль, через которую он подаётся в воздушную турбину, которая находится на земле и приводит во вращение генератор. Пневматическая система достаточно сложна в эксплуатации и используется крайне редко для узкоспециализированных задач. На сегодняшний день не имеется серийных производителей, выпускающих ВЭУ с пневматическим приводом.

В современных ВЭУ используются следующие типы электрогенераторов: синхронные, асинхронные и генераторы постоянного напряжения. Тип электрогенератора определяет тип используемой передачи.

Асинхронные генераторы получили наибольшее распространение. Обычно используется генератор с фазным ротором с регулированием частоты на обмотке возбуждениия (как правило, машины двойного питания). Основной минус таких систем – низкий КПД генератора, оставляющий 60-70%.

Синхронные генераторы используются в системах с гидравлическим приводом, где имеется возможность поддержания постоянных оборотов выходе привода. В этом случае генераторы вырабатывают стабильную частоту и могут работать на максимальном КПД в 85-90%. Как правило, используются многополюсные синхронные машины. Существует альтернативная система использования синхронных генераторов в системах с прямым приводом. В этом случае синхронный генератор вырабатывает переменное напряжение и постоянно изменяющейся частотой (зависящей от скорости ветра). Для синхронизации с сетью используется выпрямитель и инвертор. Подобная система с синхронными генераторами используется в автомобилях, где производительность генератора почти не зависит от скорости вращения двигателя. К недостаткам такой системы следует отнести дороговизну многополюсных синхронных машин. Следует добавить, что в такой системе образуются дополнительные потери мощности на выпрямитель и инвертор. Общая производительность такой системы (генератор, выпрямитель, инвертор) соизмерима с производительностью «классических» ВЭУ с асинхронными генераторами и составляет 65-70%.

Генераторы постоянного напряжения используются достаточно редко в ВЭУ очень малой мощности.

Ориентация горизонтально-осевого ветродвигателя на направление ветра может производится по двум схемам – активной и пассивной.

Схема активной ориентации включает в себя элементы конструкции взаимодействующие с ветровым потоком, и может быть выполнена следующими способами:

–с помощью хвостового оперения;

–применением виндрозов (поворотных ветрячков).

Ориентация с помощью хвостового оперения достаточно проста в исполнении и отличается большой точностью, однако имеет повышенную скорость поворота головки. Такая система работает подобно флюгеру и используется на ВЭУ малой мощности.

Ориентация с помощью виндрозов основана на том, что виндрозы остаются неподвижными, пока направление ветра параллельно плоскости их вращения (оси ветродвигателя). Виндрозы представляют из себя небольшие ветроколеса, установленные перпендикулярно к плоскости вращения основного колеса. Если направление ветрового потока находится под углом к оси вращения ветродвигателя, виндрозы начинают вращаться и крутящий момент передаётся на систему поворота головки ветродвигателя до тех пор пока она не станет по направлению основного воздушного потока, а виндрозы не остановятся. Рассмотренная конструкция весьма чуствительна, компактна и имеет малую скорость поворота головки, однако обладает сложной конструкцией.

Схема пассивной ориентации основана на применении внешнего приводного устройства. В качестве привода используется сдвоенный электромеханический (в некоторых системах – гидравлический) привод, состоящий из двух электроприводов, соединенных с шестеренчатым редуктором. Сигнал на начало и окончание поворота поступает от датчиков скорости и направления ветра, расположенных на гондоле. Данная схема применяется в большинстве современных ветроустановок мощностью 50 кВт и более.

Ряд производителей, использует свои уникальные методы для регулирования направления гондолы. Подробнее эти технологии рассмотрены в рассмотренные в разделе «Производители ВЭУ».

В большинстве современных ВЭУ регулирование частоты вращения и мощности осуществляется с помощью поворота лопасти вокруг вертикальной оси, пропуском ветрового потока мимо ветродвигателя, введение дополнительного механического или аэродинамического сопротивления на ветродвигателе.

Для ВЭУ средней и большой мощности регулирование мощности ветроколеса осуществляется за счет системы поворота лопастей (pitch-системы, рис. 2.6).Поворот лопастей выполняется с помощью механических и электрических приводов установленных в башне. Поворот лопастей осуществляется по команде от системы управления в зависимости от получаемых данных о скорости ветра, крутящем моменте и частоте вращения. Данная система достаточно дорогостоящая. Следует добавить, что при использовании данной системы могут возникать проблемы климатического исполнения. Образование наледи может приводить к выходу из строя pitch-системы.

|  |
| --- |
| http://www.kk-electronic.com/files/billeder/kk-electronic%202011/Pitch/Pitching-blade-twoways.jpghttp://www.hydratech-industries.com/En-US/Products/Wind%20Power/Pitch%20System/SiteAssets/Pitch%20systems_140809.gif |
| Рисунок 2.6 –Принцип действия pitch-системы |

В установках малых мощностей поворот лопастей выполняется за счёт воздействия ветрового потока на лопасть и воздействия центробежных сил самой лопасти и специальных грузов, устанавливаемых на самой лопасти или на валу ветродвигателя. Регулирование горизонтально-осевого ветродвигателя пропуском ветрового потока мимо ветроколеса применяется в ветроустановках малой мощности с многолопастными ветроколесами. При выводе ветроколеса из под ветра, через него проходит меньшее количество воздуха, а также происходит изменение угла атаки, в следствии чего уменьшается подъёмная сила.

Башня служит для поднятия ветроколеса на высоту, на которой мало сказывается влияние препятствий, которые изменяют прямолинейное течение воздушного потока.

Фундамент сделан для фиксации ветроустановки на поверхности земли. Если башня будет не достаточно хорошо зафиксирована на мощном фундаменте, ветроустановку может просто сдуть при сильном ветре.

В зависимости от рельефа местности и диаметра ветроколеса высоту башни для современных ветродвигателей принимают равной 6–20 м. Ветродвигатели малой мощности монтируют на столбе или трубе, укрепив их растяжками. Известно, что скорость ветра увеличивается с высотой, поэтому, казалось бы правильным строить башни настолько высокими, насколько разрешают технические возможности. Однако повышение мощности является не единственным требованием при выборе высоты башни. Необходимо учитывать также вес, стоимость, условия монтажа, ремонта и обслуживания ветродвигателя. Высота башни должна быть избрана с таким расчетом, чтобы было удобно эксплуатировать ветродвигатель, но она не должна быть ниже препятствий, которые поднимают прямолинейное течение воздушного потока. Например, в степных районах с сильными ветрами высота башен ветродвигателей малой мощности может быть принятая не более 4–6 м, а в лесных – не менее 15м.

Для крыльчатых ветродвигателей, наибольшая эффективность которых достигается при действии потока воздуха перпендикулярно к плоскости вращения лопастей–крыл, требуется устройство автоматического поворота оси вращения. С этой целью применяют стабилизатор.

Широкое распространение крыльчатых ветроагрегатов поясняется величиной скорости их вращения. Они могут непосредственно соединяться с генератором электрического тока без мультипликатора. Скорость вращения крыльчатых ветродвигателей обратно пропорциональна количеству крыльев, поэтому агрегаты с количеством лопастей более трех практически не применяются.

С точки зрения диапазона мощностей ВЭУ можно разделить на ВЭУ, предназначенные для «большой» энер­гетики и малые ветроэлектростанции, перспективные для систем авто­номного электроснабжения.

Следует отметить, что наибольшие успехи ветроэнергетики в ми­ре характерны именно для большой энергетики. Это объясняется с од­ной стороны более высокой энергоэффективностью крупных сетевых ветроэлектростанций, а с другой – ограниченностью или отсутствием децентрализованных зон электроснабжения в передовых странах с вы­сокоразвитой транспортной и другой инфраструктурой.

Высокая энергоэффективность крупных ВЭС определяется более высоким и стабильным энергетическим потенциалом ветра на вы­соте их башни, достигающей 100 метров. Кроме того, работа ветроэлек­тростанции на электроэнергетическую систему облегчает согласование возможной величины (для данного ветра) генерируемой и отдаваемой потребителю электроэнергии. Подключение ВЭУ к энергосистеме устраняет необходимость в устройствах накопления энергии и ре­зервных энергоисточниках, необходимых для автономных вет­роэлектростанций.

Для электроснабжения небольших, рассредоточенных потребите­лей требуются автономные ветроэлектрические установки относительно малой мощности. Традиционная компоновка таких ветряков предусмат­ривает использование крыльчатого ветроколеса с горизонтальной осью вращения. Распространенным профилем лопастей в настоящее время являются профили типа NACA 4415, NACA 4418, NFL 416, обеспечи­вающие быстроходность *Z*= 6–9.

Изменчивость энергии ветра требует в составе ветроэлектростан­ции буферное устройство, в качестве которого обычно используется ак­кумуляторная батарея (АБ). Поскольку АБ имеет напряжение кратное 12 В, то генератор ВЭУ должен выполняться на соот­ветствующее напряжение постоянного тока. Современным решением конструкции генератора ветроэлектростанции малой мощности является безредукторный многополюсный синхронный генератор с возбуждени­ем от постоянных магнитов и полупроводниковым выпрямителем вы­ходного напряжения якорной обмотки. Для стабилизации генерируемо­го напряжения и обеспечения оптимального режима зарядки аккумуля­торных батарей предусматривается регулятор напряжения.

Получение переменного напряжения стандартных параметров осуществляется с помощью автономного инвертора, содержащего по­вышающий трансформатор. Учитывая подавляющее распространение крыльчатых двух–и трехлопа­стных ветродвигателей с горизонтальной осью вращения, далее рас­сматриваются ветроэлектростанции с ветродвигателем указанной кон­струкции.

ВЭУ с горизонтальной осью вращения имеет следующие **преимущества:**

–технология производства лопастей для ВЭУ пропеллерного типа технологически более проста, чем для ВЭУ с вертикальной осью;

–малое количество лопастей (как правило, 2 или 3 лопасти), что существенно упрощает процесс монтажа;

–лопасти достаточно прочные и способны выдерживать образование гололеда;

–высокая скорость вращения позволяет использовать более дешевые генераторы;

**Недостатки:**

–необходимость подстраивать ВЭУ под направление ветра;

–недостатки систем поворотных лопастей (в тех моделях, где они есть).

## 2.3 Принцип действия современных ветрогенераторов с вертикальной осью вращения

Ветродвигатели с вертикальной осью вращения могут работать при любом направлении ветра без изменения своего направления.

Двигатели, у которых вращающий момент образуется в ре­зультате разности сил лобового давления потока воздуха на лопасти ра­бочего колеса относительно оси его вращения относятся к ветродвигателям карусельного, ротор­ного и барабанного типов. Благодаря простейшей конфигурации рабо­чего ветроколеса они весьма неприхот­ливы в эксплуатации. Однако широкого распространения эти ветродви­гатели не получили из-за малого коэффициента использования энергии ветра ξ, и тихоходности. Расчеты показывают, что наибольшую мощ­ность двигатель развивает, когда рабочая плоскость, воспринимающая действие потока воздуха, движется со скоростью, равной 1/3 скорости ветра [19]. При этом значение ξ*,* для данных двигателей не превышает 0,18. Наиболее часто по конструктивному исполнению применяются ветродвигатели с вертикальной осью вращения.

Принципиальными недостатками таких установок являются: а) го­раздо большая подверженность их усталостным разрушениям из-за часто возникающих в них автоколебательных процессов; б) пульсация крутящего момента, приводящая к нежелательным пульсациям выход­ных параметров генератора.

Карусельные ветродвигатели представлены на рис 2.7, 2.8 и 2.9. Расхождения в аэродинамике дает карусельным установкам преимущество в сравнении с традиционными ветряными мельницами. При увеличении скорости ветра они быстро наращивают силу тяги, после чего скорость обращения стабилизируется. Карусельные ветродвигатели тихоходные, и это разрешает использовать простые электрические схемы, например, с асинхронным генератором, без риска потерпеть аварию при случайном порыве ветра.

Тихоходность карусельных ветродвигателей выдвигает одно ограничивающее требование – использование многополюсного генератора, который работает на малых оборотах. Такие генераторы не имеют широкого распространения, а использование мультипликаторов не эффективно из-за низкого КПД последних.

Еще более важным преимуществом карусельной конструкции постоянная его способность без дополнительных ухищрений следить за тем, "откуда дует ветер", что очень существенно для приземных потоков. Ветродвигатели подобного типа строятся в США, Японии, Англии, Германии, Канаде.

|  |  |
| --- | --- |
| F:\..\..\..\..\..\Downloads\Alternative\Типы ветродвигателей.files\image18.gif | F:\..\..\..\..\..\Downloads\Alternative\Типы ветродвигателей.files\image19.gif |
| Рисунок 2.7– Ветродвигатель карусельного типа | Рисунок 2.8–Однолопастной карусельный двигатель |

Карусельный лопастный ветродвигатель наиболее простой в эксплуатации. Его конструкция обеспечивает максимальный момент при запуске ветродвигателя и автоматическое саморегулирование максимальной скорости обращения в процессе работы. С увеличением нагрузки уменьшается скорость обращения (вращающий момент возрастает) вплоть до полной остановки. На сегодняшний день карусельный ветродвигатель в своем изначальном виде практически не применяется. На смену ему пришли более современные виды вертикально-осевых турбин: ортогональные, с геликоидным ротором, ротором Савониуса, с многолопастным ротором и ротором Дарье.

**Ортогональный ветрогенератор.** Ортогональные вертикальные ветрогенераторы имеют вертикальную ось вращения и несколько параллельных ей лопастей, удаленных от нее на определенное расстояние (рис.2.9).

Отбор мощности начинается при скорости ветра около 5 м/с, а номинальная мощность достигается при скорости 14-16 м/с. Предварительные расчеты ветроустановок предусматривают их использование в диапазоне от 50 до 20000 кВт.

|  |
| --- |
| [Вертикальные ветрогенераторы](http://alternativenergy.ru/uploads/posts/2012-01/1327846340_untitled-1.jpg) |
| Рисунок 2.9 – Ортогональные ветрикально-осевые ВЭУ |

Достоинствами ортогональных ветрогенераторов являются: отсутствие необходимости использовать в их конструкции направляющие механизмы, так как работа этих установок не зависит от направления ветра; за счет вертикально расположенного главного вала, приводное оборудование может быть расположено на уровне земли, что значительно упрощает его эксплуатацию. Недостатками этих установок являются: более низкие сроки службы опорных узлов, за счет более высоких динамических нагрузок на них со стороны ротора ВЭУ, т.к. при вращении ротора, подъемная сила от каждой лопасти меняет свое направление на 360°, что создает дополнительные динамические нагрузки; лопастная система ортогональных установок является более массивной по сравнению с эквивалентными по мощности горизонтально-осевыми установками; эффективность работы лопастной системы ортогональных установок является более низкой по сравнению с горизонтально-осевыми, т.к. в процессе одного оборота ротора, углы атаки потока ветра на лопасть меняются в широких диапазонах, в то время, как в горизонтальных ветрогенераторах их можно выставлять близкими к оптимальным.

**Ротор Савониуса.** В качестве лопастей в роторе Савониуса используются два или несколько полуцилиндров (рис.2.10).

|  |
| --- |
| [Вертикальные ветрогенераторы](http://alternativenergy.ru/uploads/posts/2012-01/1327846410_untitled-2.jpg) |
| Рисунок 2.10 – ВЭУ с ротором Савониуса |

Вращающий момент создается благодаря различному сопротивлению, оказываемому воздушному потоку вогнутой и выгнутой лопастями ротора. Из-за большого геометрического заполнения это ветроколесо обладает высоким крутящим моментом и используется для перекачки воды

Для ротора Савониуса характерны высокие пусковые крутящие моменты, работа при относительно низких скоростях и относительно высокая технологичность его производства. Недостатками ротора Савониуса являются: более низкая эффективность работы лопастной системы, по сравнению с горизонтально-осевыми ВЭУ; относительно высокая материалоемкость и относительно низкий коэффициент использования энергии ветра ξ = 0,15. Преимущество – высокий момент трогания. В настоящее время ветрогенераторы с ротором Савониуса выпускаются в диапазоне мощностей до 5 кВт. Ротор Савониуса, так же, часто комбинируют с ротором Дарье (рис. 2.10,б), для обеспечения более высоких пусковых моментов ротора Дарье.

**Ротор Дарье.**Ветрогенераторы с ротором Дарье имеют вертикальную ось вращения и две или три лопасти, представляющие собой плоскую полосу (рис. 2.11).

|  |
| --- |
| [Вертикальные ветрогенераторы](http://alternativenergy.ru/uploads/posts/2012-01/1327846388_untitled-3.jpg) |
| Рисунок 2.11 – ВЭУ с ротором Дарье |

Вращающий момент создается подъемной силой, возникающей на двух или трех изогнутых несущих поверхностях, имеющих аэродинамический профиль. Ветродвигатели Дарье имеют максимальное значение использования энергии ветра ξ =0,36–0,40.

Достоинствами ротора Дарье являются: отсутствие системы ориентации на ветер; технологическая простота изготовления лопастей; возможность размещения приводного оборудования на уровне земли, что значительно упрощает его техническое обслуживание. Недостатками ротора Дарье являются: относительно низкая эффективность работы лопастной системы, по сравнению с горизонтально-осевыми ВЭУ; более низкие сроки службы опорных узлов, за счет более высоких динамических нагрузок на них со стороны ротора, т.к. при его вращении, подъемная сила от каждой лопасти меняет свое направление на 360°, что создает дополнительные динамические нагрузки; двухлопастные ветрогенераторы с ротором Дарье, при равномерном набегающем потоке не могут запускаться самостоятельно. Поэтому для запуска ротора Дарье обычно используется генератор, работающий в режиме двигателя или ротор Савониуса.

**Геликоидный ротор.** Геликоидный ротор или Ротор Горлова (второе его название) является модификацией ортогонального ротора (рис.2.12).

|  |
| --- |
| [Вертикальные ветрогенераторы](http://alternativenergy.ru/uploads/posts/2012-01/1327846390_untitled-4.jpg) |
| Рисунок 2.12 – ВЭУ с геликоидным ротором |

За счет закрутки лопастей, вращение ротора является более равномерным, что значительно снижает динамические нагрузки на опорные узлы и, тем самым, увеличивает их срок службы, по сравнению с опорными узлами ортогональных роторов, однако, технология производства закрученных лопастей значительно усложняется, что сказывается на увеличении их стоимости.

**Ветрогенератор с направляющим аппаратом.** Ветрогенераторы многолопастные с направляющим аппаратом являются модификацией ортогонального ротора. Они имеют два ряда лопастей, первый ряд является неподвижным, он представляет собой направляющий аппарат, назначением которого является захват ветрового потока, его сжатие с увеличением скорости, и подача потока ветра под оптимальным углом атаки на второй ряд лопастей, представляющих собой вращающийся ротор (рис.2.13).

|  |
| --- |
| [Вертикальные ветрогенераторы](http://alternativenergy.ru/uploads/posts/2012-01/1327846396_untitled-5.jpg) |
| Рисунок 2.13 – ВЭУ с многолопастным ротором с направляющим аппаратом |

Достоинством этого типа ротора является его более высокая эффективность работы по сравнению с другими вертикальными ветрогенераторами; работа при низких скоростях ветра. Недостатком этого ротора является его более высокая стоимость за счет использования большого количества профилированных лопастей.

По сравнению с пропеллерными ВЭУ, ВЭУ с вертикальной осью вращения имеют следующие **преимущества:**

–нет необходимости подстраивать ВЭУ под направление ветра (отсутствие поворотного устройства);

**Недостатки:**

–затраты на производство лопастей для ВЭУ с вертикальной осью вращения как правило существенно превышают затраты на производство пропеллерных аналогов;

–для некоторых моделей ВЭУ требуется пусковой вращающий момент, вырабатываемый генератором в двигательном режиме;

–скорость вращения вертикальных ВЭУ ниже пропеллерных аналогов, что приводит к необходимости производства дорогостоящих многополюсных генераторов;

–возникают проблемы с остановкой ВЭУ при буревых ветрах;

–некоторые типы ВЭУ малоустойчивы к образованию гололеда (например рис. 2.11 и 2.13).

В целом, следует отметить, что ВЭУ с вертикальной осью вращения мощностью более 100 кВт в мире практически не выпускаются. Лидерами на рынке ветроэнергетики являются производители, использующие ВЭУ с горизонтальной осью вращения.

При оценке производительности требуется пользоваться выходными характеристиками, представляемыми производителями ВЭУ.

## 2.4 Классификация современных ВЭУ по мощности и область их применения

Согласно ГОСТ Р 51237-98 все ВЭУ классифицируются на 4 класса мощности.

**ВЭУ очень малой мощности.** Под данный 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 данный класс попадают все типы ВЭУ мощностью от 5 до 100 кВт. Данные ВЭУ, в зависимости от технического исполнения могут работать на шину постоянного напряжения децентрализованного потребителя, так и на шину переменного напряжения небольшого поселка. Для электроснабжения поселков возможно использовать ВЭУ малой 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 данном классе с большим отрывом преобладают ВЭУ с горизонтальной осью вращения. Данный класс ВЭУ предназначен в основном для работы с децентрализованной системой электроснабжения небольшого поселка, предприятия или военной базой. 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.** Под данный 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 метров. Самая большая ВЭУ в мире «Enercon E-126» имеет мощность 7 МВт и диаметр лопастей 126 метров.

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 свойственно 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 ВЭУ в прибрежных и оффшорных зонах. Водная гладь не имеет шероховатостей и создаваемый воздушный поток будет достаточно равномерным на всей ометаемой 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 данном 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 данного 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 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.

## 2.5 Вопросы совместного функционирования ВЭУ с существующими энергообъектами. Вопросы надежности

## 2.5.1 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. км²территории с населением 150 тыс. человек обеспечивается электроэнергией и теплом от 129 автономных дизельных электростанций. Обслуживанием этой децентрализованной зоны энергообеспечения занимается ОАО «Сахаэнерго» [24].

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 (ТЭР), 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, в частности ветродизельным энергоустановкам. Такие ветродизельные комплексы 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, образующих энергокомплекс.

Очевидный вариант структурной схемы гибридного энергетического комплекса (ГЭК) мощностью до 100 кВт показан на рис. 2.14.

В зависимости от ветровых условий ВЭС в энергокомплексе может использоваться как вспомогательный энергоисточник, если ветровой потенциал недостаточендля эффективного энергоснабжения потребителя. В этом случае ВЭС и ДЭС

|  |
| --- |
|  |
| ДЭС  ВЭС  В  И  РУ  Н | |
| Рисунок 2.14 – Структурная схема ветродизельной системы: ДЭС – дизельная электростанция; ВЭС – ветровая электростанция; В – выпрямитель; И – автономный инвертор;  РУ – распределительное устройство; Н – нагрузка | |

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 [25].

ДЭС, соответственно, дополняет недостающую часть мощности и энергии, необходимые для потребителя в соответствии с его графиком нагрузки и с конкретными ветровыми условиями. Соотношение мощностей ВЭС и ДЭС может быть различным при соблюдении очевидного условия: мощность ВЭС не должна превышать мощность ДЭС.

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. 2.15). АБ может вхо­дить в состав собственно ВЭС, а дизельная электростанция вместе с ВЭС обеспечивает необходимый уровень мощности нагрузки.

|  |
| --- |
| ДЭС  ВЭС  В-З  И  РУ  Н  АБ |
| Рисунок 2.15– 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 рис. 2.16. Особенностью последнего варианта схемы является работа ДЭС на выпрямительную нагрузку, что позволяет отказаться от стабилизации частоты напряжения ДЭС.

|  |
| --- |
| ВЭС  В- З1  И  Н  АБ  В- З2  ДЭС |
| Рисунок 2.16 – 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. 2.17).

|  |
| --- |
| ВЭС  ДЭС  В1  В2  РУ  И  Н |
| Рисунок 2.17– Вариант ГЭК, предусматривающий параллельную работу ВЭС и ДЭС |

В данном варианте ГЭК ветровая и дизельная станции работают в режимах переменной частоты вращения и, соответственно, переменной генерируемой мощности. Для ВЭС это позволяет реализовать режим максимального использования энергии ветра. Для ДЭС – возможность снижать частоту вращения агрегата с уменьшением необходимой гене­рируемой мощности, что позволяет снижать расход топлива. Логика работы схемы строится на максимальном использовании энергии ВЭС с целью экономии топлива ДЭС, генери­рующей недостающую мощность для обеспечения потребителей. Режим работы ДЭС с переменными оборотами более эффективен, поскольку не требует расхода топлива на поддержание постоянной частоты вращения дизель-генератора (ДГ). 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 [24].

Технологическая схема преобразования мощности и энергии в классической автономной системе электроснабжения на базе гибридно­го энергетического комплекса приведена на рис. 2.17. 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 топливаи,сточкизренияпроцессовэнергопреобразования,пред­ставлен двигателем внутреннего сгорания (ДВС), 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 энергокомплексаηГЭК.

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 определя­етсякоэффициентомиспользованияэнергииветра *С*,зависящегоотти­па ветродвигателя и режима его работы. Практически для современных ветродвигателейвеличина *С* непревышаетзначений0,45–0,5.Стремле­ние повысить энергоэффективность ветродвигателя приводит к тому, что в диапазоне скоростей 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 *С* уменьшает­ся в соответствии с типичной зависимостью, показанной на рис. 2.18. Ре­жим работы с переменным *С* обеспечивает постоянство генерируемой мощности ВЭС.

|  |
| --- |
| 1  2  3  0,2  0,4  0,6  0,8  1,0  С/СН  P= var  C=CН= соnst  P= const  С= var  Vmin  VH  Vmax  V/VH, о.е. |
| Рисунок 2.18– 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 [27] и закон управления ВЭС в системе электроснабжения, предусматривающий максимальное использование энергии ветра [24], 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, чтоосновным фактором, влияющим на КПД ДЭС (ηДЭС) является величина ее загрузки, а для КПД ВЭС – скорость ветра. Графическая зависи­мостьηДЭС от коэффициента загрузки – *К*3 показананарис.2.19.Количественныехарактеристики КПД энергопреобразования ВЭС (ηВЭС) иллюстрируются зависимостью, при­веденной на рис. 2.20. Сравнивая зависимости КПД ДЭС и ВЭС в функ­ции от определяющих факторов: коэффициента загрузки и скорости ветра, следует отметить меньшее максимальное значение ηВЭС и зна­чительное его снижение при работе станции со скоростью ветра боль­шей номинальной расчетной. В результате значение ηГЭК уменьшается по сравнению с ηДЭС во всех режимах, а особенно значимо при скоростях ветра, превышающих номинальную расчетную. Соответственно увеличение мощности ВЭС относительно ДЭС приводит к снижению результирующего коэффици­ента полезного действия гибридного энергетического комплекса, что иллюстрируется рис. 2.20: зависимости ηГЭК1 при мощности ВЭС 20% от ДЭС и ηГЭК2 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. 2.19, 2.20).

|  |  |
| --- | --- |
| ηДЭС  0,4  0,3  0,2  0,1  0,2  0,4  0,6  0,8  1,0 | 0,3  0,2  0,1  Vmin  1  2  3  η  V/VH, о.е.  ηВЭС  ηГЭК2  ηГЭК1 |
| Рисунок 2.19– Зависимость ηДЭС от *К****3*** | Рисунок 2.20– Зависимости ηВЭС, ηГЭК1, ηГЭК2 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 оборотов 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 [29]. В ее состав входят следующие составные части (рис. 2.21):

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 2.21 – 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 качест-  
во 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 следует 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 220–250В (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 рис. 2.22. представлена блок-схема установки ВДЭУ-10.

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2.22 –Блок-схема ВДЭУ-10:  ВА –ветроагрегат; ДА – дизельный агрегат; СГ – синхронный генератор; Д – дизель; К – коммутатор; ВУ – выпрямительное устройство; АБ – аккумуляторная батарея (Uн=220 В); И – инвертор; ДН – датчик напряжении; БА – блок автоматики; БПФ – блок переключения фидеров; РУ – pacпределительное 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 распредустройство РУ и далее потребителям электроэнергии П. Если развиваемая мощность, поступающая от генератора СГ при спадах ветра, становится ниже ypoвня 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 вырабатываем  
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 оста­-  
нов 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 конструктов 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 Д = 8 м, синхронный магнитоэлектрический генератор, разра­ботанный во ВНИИЭМ, мощностью 10 кВт при номинальной частоте вращения 250 об./мин.

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

Германская компания SMARegelsystemeGmbH 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 электроснабжения [29]. 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 [29] выполнено сопоставление затрат на производство электроэнергии ВДУ SMA с дизельной электростанцией для двух типов ВДУ SMA: малой мощности – с ВЭУ мощностью 33 кВт и 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 €;

–батарея аккумуляторов энергоемкостью 50 кВт∙ч стоимостью 40432 €;

–две ВЭУ «Аэроман» (33 кВт каждая) с фундаментом общей стоимостью 168000 €;

–система управления, наблюдения и преобразования стоимо­стью 127008 €.

Общая стоимость оборудования данной ВДУ SMA составляет 358568 €.

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

– дизель-генератор мощностью 125 кВт стоимостью 22680 €;

–система контроля дизеля стоимостью 11200 €;

–резервный дизель-генератор мощностью 125 кВт стоимостью 22680 €;

–система контроля резервного дизеля стоимостью 11200 €.  
Общая стоимость стандартной ДЭС – 67760 €.

Согласно данным выполненных расчетов [29] 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 табл. 2.6. Приведенные в табл. 2.6 результаты расчетов однозначно сви­детельствуют о преимуществе использования ветродизельной электро­станции (ВДУ SMA).

Таблица 2.6–Показатели стоимости расходов при использовании ВДУ SMA и

стандартной ДЭС малой мощности при Vr=7м/с

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | ВДУ SMA | Стандартная ДЭС |
| Капиталовложения, €/кВт∙ч | 0,10 | 0,03 |
| Затраты топлива, €/кВт∙ч | 0,03 | 0,13 |
| Стоимость обслуживания, €/кВт∙ч | 0,03 | 0,09 |
| Суммарные удельные расходы, €/кВт∙ч | 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 Vr= 7 м/с.

В состав ВДУ SMA большой мощности входят:

–дизель-генераторы мощностью 125, 200 и 500 кВт общей стоимостью 119840€;

–батарея аккумуляторов энергоемкостью 300 кВт∙ч стоимостью 98000 €;

–две ВЭУ HSW250 мощностью по 250 кВт общей стоимостью 781200 € (включая стоимость фундаментов и балластной нагрузки);

– система контроля и управления стоимостью 239288 €.

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

В качестве альтернативы применению ВДУ SMA в [29] рас­сматривается стандартная дизельная установка с дизель-генератором мощностью 750 и 500 кВт стоимостью 235200 €.

Сопоставление удельных показателей стоимости применения ВДУ SMA большой мощности и стандартной ДЭС произведено в табл. 2.7.

Таблица 2.7 –Удельные показатели стоимости расходов ВДУ SMA большой мощности и стандартной ДЭС при стоимости топлива 0,8 ДМ/литр и Vr=7м/с

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | ВДУ SMA | Стандартная ДЭС |
| Удельные капиталовложения, €/кВт∙ч | 0,04 | 0,01 |
| Удельные затраты топлива, €/кВт∙ч | 0,04 | 0,11 |
| Стоимость обслуживания, €/кВт∙ч | 0,02 | 0,03 |
| Суммарные удельные расходы, €/кВт∙ч | 0,11 | 0,15 |

Полученные данные показывают, что ВДУ SMA большой мощ­ности с двумя ветроагрегатами мощностью по 250 кВт при принятых условиях расчета оказывается также экономически более выгодной 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.

## 2.5.2 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 систему 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 ВЭУ повышенной надежности [28]. 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 рис.2.23. 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.

|  |
| --- |
| Солнечная батарея  ВЭУ  Блок управления  Бензо или дизель генератор  Аккумуляторная батарея  Инвертор =/~  =  ~  =  Нагрузка постоянного напряжения  Нагрузка переменного напряжения |
| Рисунок 2.23–Структурная схема системы электроснабжения  одиночного или группы потребителей |

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.

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 аккумулирования 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 электроснабжения, *W*потри среднегодовая скорость ветра νсред в предполагаемом месте размещения ветроустановки. Для приближенной оценки годовой выработки *W*ВЭУ , кВт∙ч, можно воспользоваться формулой:

*W*ВЭУ = 0,0019ξсрρ *S*ν³средηг*T* ,

где *Т* –расчетное число часов работы ветрогенератора в год; ξср– средний коэффициентиспользования энергии ветра; *S –* площадь, ометаемая ветроколесом; ρ – плотность воздуха; ηг–КПД генера­тора , ηг ≈ 0,85.

Для гарантированного обеспечения потребителей электроэнергией необходимо выполне­ние условия:

*W*ВЭУ ≥ *W*потр .

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 энергопотенциала. 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.

## 2.5.3 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 [27].

***Класс А.*** Мощность ветроэлектрогенератора в энергосистеме явля­ется определяющей, т. е. *Р* ≥ *5РG ,* где *Р* –мощность ВЭУ; *РG*– мощность других генераторов системы.

К этому классу ВЭУ в основном относятся отдельно стоящие одногенераторныеветроустановки, 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. 2.24, 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 в этом случае 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. 2.24,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. 2.24, 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 и более дешевым и надежным по сравнению с механическим управлением.

|  |
| --- |
| 1  2  4  5  3  6  7  8  6  9  а  в  б |
| Рисунок 2.24–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; 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 генерато­ры 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. *Р* ≈*РG*.

|  |
| --- |
| 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 рис. 2.25.

*Одноканальная схема.* В такой схеме (рис. 2.25, 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. 2.25,б) с не­сколькими выходами является максимально полное использование ветровой энергии. Это достигается снижением цены на электро­энергию для определенных потребителей в зависимости от ее качества.

|  |
| --- |
| 1  2  Единая  стоимость электроэнергии  3  2  1  2  Дешевая электроэнергия  Дорогая электроэнергия |
| Рисунок 2.25–Схемы согласования ветродизельной энергоустановки с потребителями:  *а* – одноканальная; *б* – многоканальная;  1– дизельный электрогенератор; 2 –счетчик; 3 –накопитель энергии |

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.

***Класс С.*** Ветроэлектрогенератор подключен к энергосистеме, значи­тельно более мощной, чем его собственная мощность, т. е. *5Р ≤PG .* 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 быстроходность ветроко­леса, т. е. снижает его КПД. Поэтому на небольших ветроэлектростанциях часто устанавливают две ВЭУ различной мощности, напри­мер 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;

– 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 (GWEC) 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 (СО) 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 [29]:

* 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-ю агрегатами УВЭ-250 российского производства;
* Камчатская ВДЭС (о. Бернинга, п. Никольское) в составе 2 ВЭУ 250 кВт (фирма Micon, Дания);
* Тюпкельдинская ВЭС (г. Октябрьский, Башкирия) – 4х550 кВт (фирма HanseatisheAG, Германия);
* Ростовская ВЭС (г. Ростов) – 10х30 кВт (фирма HSW , Германия);
* Мурманская ВЭС (г. Мурманск) – 1х200 кВт (фирма Micon, Дания);
* Чукоткая ВЭС (п. Анадырь) – 10х250 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 Vestasи Micon. Затем следуют ветроагрегаты германской малоизвестной фирмы HanseatisheAG.

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.

## 2.5.4 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 представляется возможность 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 аккумулирующие устройства или источники тепла на органическом топливе;

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

– возможность аккумулирования энергии в виде горячей воды и не­требовательность электроводонагревательных 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 [31].

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 рис. 2.26 . 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.

|  |
| --- |
| 2  1  3  5  6  7  4 |
| Рисунок 2.26 – Схема автономной ветроустоновки 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 ºС без изменения механических и прочностных свойств. При этом обеспечивается возможность создания достаточно компактных конструкций, 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.

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 электроэнергиейосуществлялось 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 + 3◦С до + 15◦С. За первые тригода работы в Антарктиде ветроагрегаты выработали 125 тыс. кВт∙ч электроэнергии, сэкономив тем самым 25 тонн привозного дизельного топлива.

По мнению полярников, долю электроэнергии, вырабатываемой ветроагрегатами, можно наращивать до 50% от всей используемой энергии, а возможно и выше [29].

## 2.6 Основные потребители электроэнергии ВЭУ в России и требования к оборудованию

Потребителей электрической энергии от ВЭУ можно подразделить на 2 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 от 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 единичкой мощности 1000– 2000 кВт и более. Почти 10-ти 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-промышленный 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 1000 кВт и более целесообразно изучить возможность трансферта зарубежных технологий у лучших мировых производителей таких установок (например, «Энеркон», «Nordwind» и др.) с организацией в начале сборочного их производства на одном из Российских предприятий (например, «Тушинский машиностроительный завод» или дркгих 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 16.04.92 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 года.

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 году. Первая опытная ВЭУ была смонтирована и сдана в наладку в декабре 1994 г. В июне 1995 г. состоялась её презентация, и началось её опробование.

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

В виду изменившейся экономической ситуацией в стране, структурной перестройкой промышленности, приватизации, возникновением новых форм собственности, финансирование строительства Калмыцкой ВЭС в период 1992-1998 годы осуществлялось за счет средств РАО «ЕЭС России» и собственных средств (амортизации) ОАО "Калмэнерго". Станция вырабатывает электрическую энергию в энергосистему для всех категорий потребителей электрической энергии.

Опыт работы на Калмыцкой ВЭС позволит 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 ВЭСбыла введена в эксплуатацию в 2001 г. Она оснащена ВЭУ «Wincon – 200» мощностью 200 кВт, отработавшую в Дании 10 лет.

До недавнего времени эта ветроустановка была самой северной в Европе и первой частной ВЭУ (собственник – 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 – 20 º С., 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 (рис. 2.24) 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 часов 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 часа вперед для группы ВЭС.

Интеграция ветровой генерации в энергосистему представляется наиболее перспективным 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 ввиду, 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 перечисленные 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 пос. 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. Список основных ВЭУ по Красноярскому краю приведен в приложении к 6 тому.

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 требованиям 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 (±)3%; переходное отклонение частоты тока не более (±)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 (±) 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 (±) 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 энергией 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.

## 2.7 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 [9]:

* 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 энергии;
* 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 (тепла) 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 [32]. Методика выполнения вариантных расчетов (поэтапный 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 (валовый 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 [33].

Установленная мощность ВЭС (суммарная номинальная мощность ветровых установок электростанции) является основным энергетическим 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[34], их проектные величины должны быть не менее достигнутых на момент ввода оборудования в работу.

ВЭУ проектируется в соответствии с требованиями [34], 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 [32]. Для ВЭУ, входящих в состав ВЭС и работающих в автономном режиме (мощностью свыше 5 кВт), основные характеристики должны находиться в соответствии с [34]:

* 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 (±)3%; переходное отклонение частоты тока не более (±)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 (±) 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 (±) 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 [34].

## 2.8 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 возобновляемых энергоисточников, 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 [35].

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 метров 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, вырабатываемых 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 ветроустановок 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 [36].

Сравнительные данные по звуку приведены в табл. 2.8.

Как видно из приведенных данных, шум от ВЭУ на расстоянии 200 м равен шуму холодильника на кухне.

Таблица 2.8 – Уровень шума и от различных устройств, (в децибелах)

|  |  |
| --- | --- |
| Взлет реактивного самолета | 140–120 дБ |
| Пневматический перфоратор | 100 дБ |
| Механическая обработка деталей | 100 дБ |
| Шум у основания башни мощных ветроустановок | 95–100 дБ |
| То же, на расстоянии 200 м | 40–45 дБ |
| Газонокосилка | 90 дБ |
| Стереомузыка | 90 дБ |
| Движение автомобилей на автостраде | 70–80 дБ |
| Офис | 60 дБ |
| Столовая | 50 дБ |
| Работа холодильника | 40 дБ |
| Ночной шум города | 30 дБ |
| Шепот | 20 дБ |
| Листопад | 10 дБ |

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. Оценка приведена в табл. 2.9. Можно добавить, что на газовых факелах – пока неизбежных спутниках добычи нефти, в год в мире погибают еще миллионы птиц. Негативное влияние на людей мелькающими бликами в солнечную погоду легко устранимо техническими средствами.

Таблица 2.9 – Гибель птиц от разных причин в США

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №  п/п | Причина гибели | Число гибнущих птиц в год |
| 1. | Домашние кошки | 1 млрд. |
| 2. | Высотные здания | от 100 млн. до 1 млрд. |
| 3. | Охотники | 100 млн. |
| 4. | Автомобили | от 60 млн. до 80 млн. |
| 5. | Коммуникационные башни | от 10 млн. до 40 млн. |
| 6. | Пестициды | 67 млн. |
| 7. | ЛЭП | от 10 тыс. до 174 млн. |

Влияние ВЭС на ландшафт является экологическим вопросом, по которому легко может возникнуть полемика. Мало вероятно, 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 энергетики на здоровье. В настоящее время воздух с вредными веществами (топливная энергетика остается главным из стационарных источников загрязнения воздуха в городах) вносит решающее влияние в 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 энергетики в странах Европейского Союза породило предложения к включению дополнительной надбавки «socialcost» (социальная стоимость или [«внешние](file:///\\2внешние) затраты») в тариф на электроэнергию от топливной энергетики. 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 энергетики 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 2 раза больше, чем в Дании, где ВЭУ поставляют ¼ 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 [37]. 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 КМНС.

## 2.9 История развития ветроэнергетики Красноярского края. Существующие ВЭУ

## 2.9.1 Пос. Диксон – первая попытка строительства ВЭС

Первые попытки строительства ВЭС на территории Красноярского края были предприняты в начале 90-х годов в пос. Диксон. Исследованиями возможностей ветроэнергетики в данном поселке занимался Красноярский политехнический институт. Ученые института дважды выезжали в поселок в июне и декабре месяце 1991 года для снятия характеристик электрической нагрузки и исследования ветроэнергетического потенциала.

В исследуемый период Диксон был крупным поселком с населением почти 4 000 человек 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 политехнического института планировалось строительство станции установленной мощностью в 2 МВт, состоящей из 2-х ВЭУ по 1 МВт каждая. Предлагалось использовать ВЭУ, произведенные на территории нынешней Украины. 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 года воспрепятствовал развитию ветроэнергетики России. Все работы по ведению данного проекта были остановлены.

## 2.9.2 Пос. Левинские пески – первая ВЭС на Таймыре

Проблема электроснабжения удаленныхпоселков 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 ветростанций 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, ветроустановки 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 потребителя электроэнергии поселка.

|  |
| --- |
| http://vetryak.com.ua/upload/vertik/vesta0020.jpg |
| Рисунок 2.27 – 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), АБи инвертором мощностью 138 кВ⋅А, распо­ложенными на общих шинах постоянного тока. Дополнительным источником элек­троэнергии является ДЭУ мощностью 100 кВт. Кон­структивно ВЭУ размещаются по углам в центре квадрата со стороной 50 м, а оборудование 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 изделии (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 не допус­тимо 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 сталями северного исполнения. Электротехнические изделия, эксплуатируемые на открытом воздухе (генератор и электродвигатель, электромагнит, концевой выключатель тормозного устройства), заменены изделиями УХЛ1 и УХЛ2.Консистентная смазкаЛитол-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 -51 °С, что ниже расчетной минимальной температуры района эксплуата­ции, и ее эффективность.

Левинская ВДЭС была введена в опытную эксплуатацию. При этом в течение года будут 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 -30 °С масло загустело, в ре­зультате значительно увеличился момент страгивания 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 -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[38].

В течение 2-х лет весь ветропарк полностью вышел из строя, поставив негативные 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»).

## 2.9.3 Существующие ВЭУ

|  |
| --- |
| [http://www.sev.ru/media/IMG_0570.JPG](http://www.sev.ru/realized-projects/26/) |
| Рисунок 2.28 – ВЭУ в пос. Тура |

В июне 2009 года была введена в эксплуатацию ветроэлектростания, состоящая из двух ВЭУ «Сапсан-5000» на территории Эвенкийского муниципального района в пос. Тура (рис. 2.28). Данная ВЭУ осуществляет электроснабжение коммерческого предприятия. Данная ВЭУ 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. Ветро-дизельная станция функционирует по сей день.

|  |
| --- |
| http://www.veter24.ru/static/uploaded/images/img_0488_00000.jpg |
| Рисунок 2.29 – ВЭУ в туристической базе |

Децентрализованное электроснабжение с помощью ВЭУ «Hummer Dynamo» (рис. 2.29) осуществляется в туристической базе, расположенной в труднодоступном уголке Восточного Саяна. Для электроснабжения потребителей используется солнечно-ветро-дизельный комплекс. Установленные ВЭУ относятся к ВЭУ очень малой мощности.

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

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

## Выводы к разделу 2

1. Рассмотрены вопросы развития ветроэнергетики в России и за рубежом. Западные станы существенно превосходят отечественных производителей в техническом оснащении ветрогенераторов.

2. Рассмотрены конструктивные особенности ипринцип действия современных ветрогенераторов с горизонтальной и вертикальной осью вращения. ВЭУ средней и большой мощности в мировой практике выполняются только с горизонтальной осью (пропеллерного типа). Малые ВЭУ выпускаются с разными типами лопастей.

3. Выполнена классификация современных ВЭУ по мощности и определена область их применения. Для электрификации населенных пунктов Таймыра рекомендуется использование ВЭУ малой и средней мощности от 70 до 275 кВт. Для крупных населенных пунктов и для подключения к энергосистеме рекомендуется использовать ВЭУ большой мощности 900-1500 кВт. Использование ВЭУ мультимегаваттного класса (мощностью более 2 МВт) на территории Красноярского края не перспективно по следующим причинам:

–установка ВЭУ мультимегаваттного класса в оффшорной зоне Северного Ледовитого океана не перспективно в силу отсутствия крупных потребителей электрической энергии;

–установка ВЭУ мультимегаваттного класса в континентальной зоне приведет к неэффективному использованию ветрового потока в силу его неравномерности из-за шероховатости поверхности и снижению производительности ВЭУ.

4. Рассмотрены вопросы совместного функционирования ВЭУ с дизельными электростанциями, фотоэлектрическими установками и малыми ГЭС, а также особенности работы ВЭУ параллельно с энергосистемой. Использование комбинированных систем с использованием ветроэнергетических установок технически возможно и перспективно. Наибольший интерес представляет использование комбинированных ветродизельных комплексов в северных населенных пунктах края.

5. Рассмотрена перспектива применения ВЭУ на территории Красноярского края с использованием ВЭУ в режиме когенерации, т. е. для производства электрической и тепловой энергии в районах с привозным топливом, используемым для обогрева жилья и получения горячей воды. Использование электроэнергии от ВЭУ для выработки тепла перспективно при наличии сильного ветра и отсутствии нагрузки (например в ночное время) с помощью электробойлерных.

6. Развитие ветроэнергетики на территории Красноярского края приведет к снижению тарифа на электрическую энергию, что в свою очередь может привести к развитию этнических промыслов малочисленных народов севера (оленеводство, ремесла и др.), развить рыболовецкую отрасль и повысить общий уровень жизни населения.

## 7. Описан практический опыт использования ветроэнергетики в Красноярском крае. На сегодняшний день на территория края не имеется действующих крупных ветроэнергетических установок.

# РАЗДЕЛ 3. АНАЛИЗ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

## 3.1 Алгоритм анализа ВЭУ современных производителей

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.

Произведен анализ наиболее известных мировых и отечественных производителей ветроэнергетического оборудования. В основу состава рассматриваемых компаний легли производители, представленные «Российской ассоциацией ветроиндустрии» («РАВИ»). В процессе проведения анализа список производителей был расширен рядом отечественных и зарубежных компаний.

Был проведен анализ следующих мировых брендов ветроэнергетики: «Siemens», «DeWind», «Vestas Central Europe», «Nordwind Energieanlagen GmbH», «Gamesa», «Enercon GmbH», «Suzlon Energy Ltd», «REpower Systems», «Clipper Windpower», «Hummer Dynamo», «H Technologies BV», «Alstom», «General Electric», «Mitsubishi Heavy Industries Ltd», «Nordex AG», «Beijing Goldwind Science & Creation Windpower Equipment Co. Ltd» («Vensys Energy AG»), «Sinovel Wind Co. Ltd», «Тушинский машиностроительный завод», ООО «Ветропарк Инжиниринг», Научно-инженерный центр «Виндэк», ООО «Тюльганский ЭлектроМеханический Завод», ООО «ГРЦ-Вертикаль», «RKraft Энергетические системы», ООО «Cапсан Энергия», ООО «ОптиЛайт», НПО «Электросфера», «AIRCON GmbH & Co. KG», «BARD Emden Energy GmbH & Co. KG», «Fuhrlaender AG», «Saba Niroo», «GE Energy USA», «Landmark Alternative Energien & Consulting», «MARC Power Systems GmbH», «Multibrid GmbH», «Windflow Technology Ltd», «ScanWind», «ЭСТА», «Kingspan wind», «Enduracne wind power», «Norwin A/S», «Gaia-Wind Ltd», «Vergnet Eolien», «Мир ветра», «Исток», «Northern Power Systems».

Анализ состоял из 2-х этапов:

1-й этап: поверхностный анализ технологий на основе данных, представленных на официальных сайтах компаний, периодической печати и отзывов потребителей.

2-й этап: ведение официальной переписки с компаниями, технологии которых представляют интерес для Красноярского края для получения подробной технической информации.

В результате проведенного анализа на 1 этапе были отклонены следующие производители: «DeWind», «REpower Systems», «Clipper Windpower», «H Technologies BV», «Alstom», «General Electric», «Nordex AG», «Sinovel Wind Co. Ltd», «Тушинский машиностроительный завод», ООО «Ветропарк Инжиниринг», Научно-инженерный центр «Виндэк», ООО «ОптиЛайт», «AIRCON GmbH & Co. KG», «BARD Emden Energy GmbH & Co. KG», «Saba Niroo», «GE Energy USA», «Landmark Alternative Energien & Consulting», «MARC Power Systems GmbH», «Multibrid GmbH», «ScanWind», «ЭСТА», «Kingspan wind», «Gaia-Wind Ltd»..

Основные причины, по которым технологии указанных компаний были определены как не перспективные для Красноярского края, представлены в параграфе 3.5 «Другие производители».

Компаниям, которые по результатам 1 этапа были отобраны для более детального анализа были направлены официальные письма с просьбой дать разъяснение касательно интересующих экспертов вопросов. Всего было направлено 15 официальных запросов следующим компаниям: «Siemens», «Vestas Central Europe», «Nordwind Energieanlagen GmbH», «Gamesa», «Enercon GmbH», «Suzlon Energy Ltd», «Hummer», «Mitsubishi Heavy Industries Ltd», «Beijing Goldwind Science & Creation Windpower Equipment Co. Ltd» («Vensys Energy AG»), ООО «Тюльганский ЭлектроМеханический Завод», ООО «ГРЦ-Вертикаль», «RKraft Энергетические системы», ООО «Cапсан Энергия», НПО «Электросфера», «Fuhrlaender AG», «Windflow Technology Ltd», Endurance, «Norwin A/S», «Vergnet Eolien», «Northern Power Systems».

Из указанных выше компаний ответы представили: «Windflow Technology Ltd», ООО «Тюльганский ЭлектроМеханический Завод» («Ветровые турбины»), «Nordwind Energieanlagen GmbH» (ООО «Синильга»).

Посредством официальной переписки, определена степень готовности компаний участвовать в предлагаемых программах по развитию ветроэнергетики на территории Красноярского края. Также уточнены некоторые технические вопросы, не представленные на сайтах компаний. Организованы встречи с представителями компаний, расположенных на территориях Красноярского края. Копии официальных писем представлены в приложении.

С компаниями, не имеющими представителей на территории России, организована официальная переписка на английском языке. Письма оформлялись в цифровом варианте и высылались средствами электронной почты. Посредством перевода переписки, определена степень готовности иностранной компаний участвовать в предлагаемых программах по развитию ветроэнергетики на территории Красноярского края. Также уточнены некоторые технические вопросы, не представленные на сайтах компаний.

Цены на ветроэнергетические установки взяты с сайтов компаний или также получены в процессе ведения официальной переписки и переговоров. Часть компаний не предоставила сведений о стоимости оборудования. В этом случае закупочная цена определялась из средних удельных показателей на 1 кВт установленной мощности. Указанные цены являются действительными на конец 2012 года и не учитывают затраты на доставку, СМР и т.д.

Расчетные затраты на обслуживание в основном получены также за счет ведения переговоров с производителями. Некоторые компании не предоставили информации о размере затрат на обслуживание ВЭУ. Тем не менее, их разработки достаточно интересны и перспективны для Красноярского края. Для проведения ТЭО для данных производителей брались усредненные показатели затрат на обслуживание ВЭУ.

Были отобраны наиболее перспективные производители, имеющие серьезное намерение осуществлять развитие ветроэнергетики на территории Красноярского края.

В результате проведенного анализа было определено, что отечественные производители ВЭУ большой и средней мощности существенно отстали от западных производителей. Среди представленных отечественных производителей только «Тюльганский ЭлектроМеханический Завод» готовит к выпуску ВЭУ мощностью от 55 до 300 кВт, но данные ВЭУ еще не прошли всех необходимых испытаний и сертификаций. Единственный видимый путь по развитию производства ВЭУ – это организация совместных производственных предприятий на территории России, и в частности, Красноярского края. Красноярский край достаточно перспективен для организации подобного производства, т. к. имеет удобное географическое положение в центре России, хорошую транспортную развязку и существующие производственные мощности. Предприятия Красноярского края выражают заинтересованность в размещении подобных производств. За счет удобного месторасположения в центре России и развитой транспортной инфраструктуры имеется возможность организации производства ВЭУ большой и средней мощности для всей России.

Что касается систем электроснабжения с ВЭУ малой мощности, то здесь ситуация обратная. Достаточно большое количество отечественных предприятий преуспевает в производстве ВЭУ малой мощности. Имеется опыт эксплуатации ВЭУ на территории Красноярского края. В основном, эти предприятия расположены в европейской части России. В процессе анализа многочисленных предприятий, производящих ВЭУ малой мощности, были отобраны несколько предприятий (брендов), имеющий многолетний положительный опыт эксплуатации ВЭУ на территории России

По результатам технического анализа сформированы основные предложения для формирования ТЭО различных типов перспективных ВЭУ на территории Красноярского края.

## 3.2 Производители ВЭУ большой и средней мощности

## 3.2.1 «Vestas Wind Systems A/S»

## 3.2.1.1 Сведения о компании

|  |
| --- |
| https://www.eolien.qc.ca/fichiers/eolien/Colloque_2012/Logo_DO/vestas.jpg |
| Рисунок 3.1 – Логотип компании  «Vestas Wind Systems A/S» |
| http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/5/5e/Vestas_Turbine.JPG/768px-Vestas_Turbine.JPG |
| Рисунок 3.2 – Внешний вид ВЭУ «Vestas» |

Компания «Vestas Wind Systems A/S»

Стана: Дания

Год создания: 1978 год (разработка первой ветротурбины)

Представительство производителя в России, Белоруссии, Украине – компания Vestas Niederlassung:

Christoph Probst Weg 2  
20251 Гамбург, Германия  
Телефон: (+49) 40 467 785 000  
Факс: (+49) 40 467 785 070  
vestas-centraleurope@vestas.com

Представительство в России: нет.

Компания является лидером в сфере ветроэнергетики, но из-за очень быстрого роста конкуренции, ее рыночная доля сократилась с 28% в 2007 до 12,5% в 2009 году. Заводы компании расположены в Дании, Германии, Индии, Италии, Румынии, Великобритании, Испании, Швеции, Норвегии, Австралии, Китае и США. Над созданием ее продукции трудятся более 22 тыс. человек по всему миру. После спада продаж в 2005 году Vestas вернула лидирующие позиции. В 2006 году она была награждена премией “Top Green Company”. По данным за 2011 год, ветровые турбины Vestas генерировали достаточно электричества для удовлетворения потребностей 21 млн. человек.

В июне 2010 года «Vestas Wind Systems A/S» начала разработку фундаментов для офшорных ветряных турбин, которые будут строиться на участках моря глубиной до 70 метров. В том же году она заняла первое место в мире по суммарной мощности, произведённого за год оборудования — 5842 МВт. В октябре 2010 года «Vestas» объявила о закрытии части заводов в Скандинавии, с потерей 3000 рабочих мест. В январе 2011 года компания получила 1,5 млн. долларов и премию Zayed Future Energy в Абу-Даби.

Одни из самых последних моделей ветровых турбин производства Vestas перечислены ниже. Диаметр ротора (в метрах) после 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 3.1 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Vestas»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, кВ | Срок службы, лет | Стоимость, млн. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| V47-660 | 45 | 660 | 4 | 16 | 20 | 690 | 25 | 48,4 млн.руб. | 73 334 |
| V52-850 | 49 | 850 | 4 | 16 | 25 | 690 | 25 | 54,1 млн. руб. | 63 647 |
| V66-1,75 | 68-78 | 1750 | 4 | 16 | 25 | 690 | 25 | 91,7 млн.руб. | 61 130 |

## 3.2.1.2 Устройство и принцип действия

|  |
| --- |
| **http://www.wind-energy-market.com/fileadmin/user_upload/bwe_files2007/354_4_3_7_1/picture_file/big/Vestas%20V90%20-%202.0%20MW.jpg** |
| Рисунок 3.3 – Конструкция  ВЭУ «Vestas» |

Ветрогенераторы «Vestas» – это «классическая» технология ветроэлектрических машин. 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 выходах генератора используются асинхронные электрогенераторами с регуляторами частоты на возбуждении. Используются 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 за счет флюгера, расположенного на вершине башни.

К недостаткам данной ВЭУ следует отнести и выходное напряжение генератора на 690 В, что является нестандартным напряжением для Российских сетей. Для внедрения подобных ВЭУ потребуется специальный трансформатор, преобразующий напряжение генератора в напряжение сети.

Следует отметить, что «Vestas» ориентирована на производство ВЭУ в странах с теплым климатом (США, Европа, страны АТР и Южной Америки). В этих странах со схожим теплым и влажным климатом использование ВЭУ «Vestas» достаточно перспективно. Однако, при строительстве ветропарка на базе ВЭУ «Vestas» в зонах с умеренным и арктическим климатом может вызвать ряд технических проблем. Компания производит модификации ВЭУ для территорий с «низкими температурами» (“Low temperature version”), однако, по мнению разработчиков, нижний предел температуры опускается всего до -30 °С. Даже на юге Красноярского края температура опускается ниже -30 °С. Слабая приспособленность ВЭУ «Vestas» к работе при низких температурах может вызвать непредвиденный выход из строя ВЭУ. Подобный опыт имелся с ветроэнергетическими установками украинского производства в пос. Левинские пески Красноярского края, когда при сильном морозе в -40° С произошло запустевание смазки и разрушение сепараторов подшипников. Следовательно, к производителям ВЭУ «Vestas» возникает ряд технических вопросов и сомнений по возможностям эксплуатации ВЭУ в климатических условиях Красноярского края.

## 3.2.1.3 Эксплуатация

У компании «Vestas» имеются наработки по эксплуатации ветропарков, расположенных в зарубежных странах. Эксплуатация состоит из планово-предупредительных и аварийных ремонтов. Для проведения ремонтов создаются группы специалистов, проходящих подготовку в головных офисах компании.

Создание группы специалистов обслуживания ВЭС рекомендуется при развитии сети ВЭУ одного производителя, т.к. различные ВЭУ используют принципиально различные технологии. Технология обслуживания ВЭУ у компании «Vestas» отработана за счет многих лет эксплуатации. Компания больше ориентирована на большой рынок ветроэнергетики и не проявляет интерес к Российскому. Информацию о работах, производимых при ремонтных работах, их объеме и ожидаемых затратах от зарубежных представителей компании получить не удалось.

## 3.2.1.4 Политика производителя

Компания «Vestas» на сегодняшний день один из крупнейших производителей ВЭУ в мире. Производственные мощности группы компания Vestas Mediterranean охватывают страны Средиземноморского бассейна, Ближнего Востока, Латинской Америки, Карибского бассейна и Северной и Западной Африки. Головной офис Vestas Mediterranean находится в Мадриде, Испания. Офисы, в компетенцию которых входят продажи и обслуживание, расположены в Аргентине, Бразилии, Чили, Франции, Греции, Италии, Мексике, Португалии, Испании и Турции. Головной офис Vestas Mediterranean находится в Мадриде, Испания. Офисы, в компетенцию которых входят продажи и обслуживание, расположены в Аргентине, Бразилии, Чили, Франции, Греции, Италии, Мексике, Португалии, Испании и Турции. Производственные мощности «Vestas» в данном регионе распределены следующим образом. Сборка лопастей и гондол происходит в Торонто, Италия. В Испании находятся заводы по производству лопастей, систем управления, генераторов и платформ.

Производственные мощности «Vestas» в Северной Европе рассредоточены следующим образом. Офисы по продажам и обслуживанию клиентов находятся в Великобритании, Ирландии, Скандинавии, Польше и Прибалтике. Головной офис североевропейского филиала расположен в Мальме, Швеция. В Леме, Наксков, Хаммеле, Варде и Скагене, Дания, расположены заводы по производству лопастей, платформ, башен и систем управления. В Кристиансанде, Норвегия, есть еще один завод по производству платформ. Платформы также производятся в Швеции.

Головной офис «Vestas» в Китае, а также офисы продаж и обслуживания расположены в Пекине. Производственные мощности компании в данном регионе находятся в Тяньцзине, где рабочие создают платформы, лопасти, генераторы, системы управления ВЭС и башни. Литейное производство Vestas находится в Сюйчжоу. Еще один завод по производству платформ и лопастей расположен во Внутренней Монголии.

Недавно компания озвучила свои планы по строительству завода в Бразилии. Завод для сборки ветроэнергетических установок будет построен в Форталезе, штат Сеара на северо-восточном побережье. Завод будет способен производить около 400 гондол в год, что эквивалентно примерно 800 МВт мощности. На конец позапрошлого года мощность турбин, поставленных «Vestas» в Бразилию, составила 204 МВт. Первое полугодие 2011 принесло заказы еще на 380 МВт.

Что касается России, то на данный момент компания «Vestas» не видит больших перспектив на Российском рынке ветроэнергетики. На сегодняшний день у компании не имеется ни одного представителя на территории России. Вопросы о создании совместных производств также не ставятся.

Европейские заводы «Vestas» перегружены заказами в связи с реализацией европейской программы развития использования ВИЭ. Следовательно, для размещения заказа у производителя придется занимать очередь за европейскими заказчиками. Эта очередь может занимать несколько лет. Столь длительный срок ожидания не перспективен для Российских инвесторов.

**Выводы:**

Преимущества:

–известный производитель с апробированной технологией испытанной годами, с большим опытом работы во всем мире, имеющий большой опыт эксплуатации во всем мире.

Недостатки:

–невысокая производительность ВЭУ;

–отсутствие климатической адаптации;

–компания загружена заказами не выражает серьезных намерений работать с рынком Российской ветроэнергетики.

## 3.2.2 «Siemens»

## 3.2.2.1 Сведения о компании

|  |
| --- |
| http://www.microsoft.com/casestudies/resources/Logos/4000008605.gif |
| Рисунок 3.4 – Логотип  компании «Siemens» |
| http://gotpowered.com/wp-content/uploads/2011/01/siemens.jpg |
| Рисунок 3.5 – Внешний вид  ВЭУ «Siemens» |

Стана: Германия

Год создания: 2007 год (покупка концерном Siemens производителя ветрогенераторов AN Bonus)

Представительство производителя – компания ООО «Сименс в России»

Центральный офис в Москве:

Адрес: 115184, Москва, ул. Большая Татарская, 9

Телефон: +7 (495) 737 1000

Офис открыт в 1971 году

Представительство по Сибирскому региону:

Офис в Новосибирске

Адрес: 630099, Новосибирск, ул. Каменская 7 (ВЦ Хилтон, 5 этаж)

Официально открыт в апреле 2005 года

+7 (383) 335 8028

По вопросам поставки ветроэнергетического оборудования:

Телефон: +7 (495) 737-14-01

«Siemens AG»— [германский](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%93%D0%B5%D1%80%D0%BC%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D1%8F) [транснациональный](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%A2%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BD%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D0%BA%D0%BE%D0%BC%D0%BF%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D1%8F) [концерн](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D1%86%D0%B5%D1%80%D0%BD), работающий в области [электротехники](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%AD%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%B8%D0%BA%D0%B0), [электроники](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%AD%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D0%BA%D0%B0), [энергетического оборудования](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%AD%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5_%D0%BE%D0%B1%D0%BE%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5), [транспорта](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%A2%D1%80%D0%B0%D0%BD%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82), [медицинского оборудования](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%9C%D0%B5%D0%B4%D0%B8%D1%86%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5_%D0%BE%D0%B1%D0%BE%D1%80%D1%83%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5) и [светотехники](http://ekypravta-cos.ru/hraizio-gow/%D0%A1%D0%B2%D0%B5%D1%82%D0%BE%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%B8%D0%BA%D0%B0), а также специализированных услуг в различных областях промышленности, транспорта и связи.

Обладая широкой компетенцией, компания Siemens предлагает полный спектр услуг в области строительства ВЭС. На сегодня под разделение «Siemens Wind Power» насчитывает 5 700 сотрудников. База установленных мощностей по всему миру составляет более 9 600 МВт – это 8 000 ветротурбин, произведенных на предприятиях «Siemens».

«Siemens» поставила перед собой цель стать первой по производству и поставкам ветротурбин в мире к 2012 году. Компания вошла на рынок ветроэнергетики пять лет назад, с приобретением датской фирмы «Bonus Energy», которая занималась разработкой и производством ветроэнергетического оборудования. За прошедший год в эксплуатацию введено 10 морских ветропарков общей мощностью 850 МВт, заключены контракты на строительство 6 ветроэлектростанций на суше.

## 3.3.2.2 Устройство и принцип действия

Все ветротурбины Siemens имеют изменяемую частоту вращения ротора ветроколеса, оснащенного тремя лопастями с консольным креплением. Мощность турбины регулируется путем изменения наклона (угла атаки) лопастей по отношению к ветру. Воздействие воды и молний на лопасти минимально. Испытания конструкции были проведены на испытательном стенде компании при статических и динамических нагрузках. 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 метров. В будущем планируется производить лопасти длиной 60 метров, которые будут способны вращать еще более мощные турбины – свыше 6 МВт. Наиболее эффективная эксплуатируемая в настоящее время ветровая турбина может выработать в 100 раз больше электроэнергии, чем ветровые турбины, производившиеся 25 лет назад.

Цельные лопасти SWP отливаются в виде одной детали с использованием собственной патентованной технологии «Siemens», поэтому они не имеют клеевых соединений. Такой процесс производства цельных лопастей основан на трансферном формовании пластмасс с помощью вакуума (VARTM). Конструкция с применением IntegralBlade® обеспечивает:

* усталостный ресурс 20 лет;
* высокую прочность при статической нагрузке;
* прогиб;
* отклонение.

Редуктор имеет трехступенчатую планетарно-винтовую конструкцию и расположен в гондоле турбины. Он оснащен гибкими резиновыми втулками – таким образом, обеспечивается надежная эксплуатация всей установки и максимально снижается уровень шума. На высокооборотном валу редуктора установлена надежная механическая система торможения.

Компания Siemens в ветроэнергетических установках собственного производства использует асинхронные генераторы (кроме модели SWT-3.0-101). 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.

Ветротурбины монтируются на стальной конической башне. Внутри башни расположена винтовая лестница, что обеспечивает прямой доступ в гондолу, где расположены все основные системы и блоки установки. ВЭС работает в автоматическом режиме. Предусмотрен автозапуск при скорости ветра 3…5 м/с. Выход на номинальную мощность осуществляется плавно, в линейном режиме, до достижения скорости ветра 11…14 м/с, и далее эксплуатация осуществляется в базовом режиме. При достижении скорости ветра 25 м/с турбина автоматически останавливается за счет изменения наклона лопастей. 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.

Инновационной разработкой Siemens являются ветрогенераторы SWT-3.0-101. Инновация 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. Разработка SWT-3.0-101 означала для Siemens приближение к «амбициозной» цели – сокращению вдвое количества компонентов при одновременном повышении производительности установки. В отличие от устройств с редуктором и электрическим возбуждением, агрегат с постоянным магнитным возбуждением не расходует энергию на возбуждение как таковое. Кроме того, SWT-3.0-101 имеет внешний ротор, вращающийся снаружи статора. При такой конструкции ротор может эксплуатироваться в объеме мотогондолы с ограниченными размерами, что в свою очередь позволяет сохранить компактные размеры гондолы. Поддержание рабочей частоты сети на выводах генератора осуществляется за счет преобразователя частоты (контроллера) который, по сути, представляет из себя выпрямитель и трехфазный инвертор с регулятором частоты. Из пяти ключевых компонентов ветровой турбины – лопасть, ступица ротора, гондола, башня и контроллер – все, кроме гондолы, созданы на базе существующего оборудования и систем собственной разработки и производства «Siemens».

Представленная выше технология ветрогенератора SWT-3.0-101 представляет интерес с точки зрения надежности, т. к. такая конструкция позволяет резко уменьшить количество трущихся элементов. Отказ от редуктора – инновационный, и достаточно революционный шаг, повышающий надежность установок. К данной технологии следует отнести ряд недостатков, которые сводятся в основном к потерям в преобразователе частоты. Следует понимать, что потери в таком преобразователе составляют 15-20%, что приблизительно соответствует механическим потерям в редукторе. Поэтому, следует понимать, что данная технология дает большой выигрыш в надежности, но весьма незначительный выигрыш в производительности по сравнению с одноклассниками.

## 3.3.2.3 Эксплуатация

У компании «Siemens» имеются наработки по эксплуатации ветропарков, расположенных в зарубежных странах. Эксплуатация состоит из планово-предупредительных и аварийных ремонтов. Для проведения ремонтов создаются группы специалистов, проходящих подготовку в обучающих центрах компании. На территории России подобных подготовительных центров не имеется. Опыт эксплуатации сформирован на основе опыта эксплуатации в зарубежных странах.

## 3.3.2.4 Политика производителя

Компания активно использует концепцию локализации производственных мощностей и на сегодня имеет обширную сеть заводов, выпускающих ветроэнергетические установки и комплектующие к ним по всему миру. Заводы «Siemens Wind Power» располагаются в Европе, США, Китае, Турции и Индии.

«Siemens» делает акцент на выпуск сетевых ВЭУ. В линейку продукции входят установки мощностью 2,3 и 3,6 МВт с различными диаметрами ротора и высотой башен, что позволяет подбирать оптимальные варианты в зависимости от климатических условий заказчика. Ветроустановки предназначены как для прибрежной (оффшорной), так и наземной эксплуатации.

Компания «Siemens» принимает активное участие в попытках развития ветроэнергетики на территории Российской Федерации. В 2010 году компания «Siemens» принимала участие в тендере на строительство ветроэлектростанции на Дальнем Востоке. В июле 2010 года «Siemens», госкорпорация «Ростехнологии» и ОАО «РусГидро» подписали соглашение о создании совместного предприятия для производства на территории Российской Федерации компонентов ветровых турбин. К сожалению, данное соглашение не вступило в действие и производственное предприятие не было запущено. В 2010-2012 годах компания «Siemens» планировала построить ВЭС на территории России общей мощностью 250…500 МВт. Как сообщалось, в рамках подготовки к проведению в 2012 г. саммита АТЭС на острове Русский, ОАО «РусГидро» планирует построить на о. Русский и о. Попова ветроэлектрострацию мощностью до 30 МВт. На сегодняшний день данные проекты не реализуются.

**Выводы:**

Преимущества:

–известный производитель с апробированной технологией испытанной годами (в т.ч. в период существования компании AN Bonus).

–компания проявляет интерес к Российскому рынку ветроэнергтики;

–у компании имеется развитая сеть представительств на территории Российской Федерации.

Недостатки:

–невысокая производительность ВЭУ;

–отсутствие климатической адаптации в существующих моделях;

–компания ориентирована на производство ВЭУ только большой мощности от 1,5 МВт и более.

## 3.2.3 «Vergnet Eolien»

## 3.2.3.1 Сведения о компании

|  |
| --- |
| [http://www.vergnet.com/images/vergnet-eolien.jpg](http://www.vergnet.com/en/accueil.php) |
| Рисунок 3.6 –Логотип компании  «Vergnet Eolien» |
| http://www.siacwindenergy.com/media/Image/Vergnet3_small.jpg |
| Рисунок 3.7 – Внешний вид ВЭУ  «Vergnet GEV MP R 200» |

Компания «Vergnet Eolien»

Год создания: 1990

Страна: Франция

Адрес производителя: France, 1 rue des Chаtaigniers 45140 ORMES

Телефон: 02 38 52 35 60

Официальный сайт компании: www.vergnet.com

Представительство на территории России: ООО «Активити»

Адрес: 125310, Москва, Волоколамское шоссе, д. 73, офис 729   
Телефон: +7 (495) 210 00 95   
Факс: +7 (495) 649 31 68

Е-mail: [info@vergnet.ru](mailto:info@vergnet.ru)

Официальный сайт: http://vergnet.ru

«Vergnet Eolien» – единственная французская компания-производитель ветроэнергетических установок. 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 3.7. показан внешний вид ВЭУ «Vergnet» установленной мощностью 200 кВт.

У официально представителя «Vergnet» в России имеется свой русскоязычный сайт, описывающий основные технические характеристики ВЭУ и разрабатываемые компанией проекты.

Компания ООО «Активити» ведет несколько проектов на территории России, сотрудничая с «РАО ЕЭС Востока». На данный момент ООО «Активити» занимается установкой ветроизмерительных мачт и проведением измерений.

## 3.2.3.2 Устройство, принцип действия, эксплуатация

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 выполнена с двумя лопастями, что существенно упрощает монтаж в труднодоступных районах.

ВЭУ «Vergnet» поддерживают возможность бескранового монтажа. На сегодняшний день известны только два производителя ВЭУ, технологии которых позволяют монтировать ВЭУ бескрановым способом.

|  |
| --- |
| http://gs-press.com.au/images/news_articles/cache/IMG_2798-600x0.jpg |
| Рисунок 3.8 – Монтаж ВЭУ «Vergnet» бескрановым способом |

|  |
| --- |
| http://www.thewindpower.net/images/image2956.jpg |
| Рисунок 3.9– Крепление растяжками  ВЭУ «Vergnet GEV MP С 200» |

Существенное отличие ВЭУ «Vergnet GEV MP C 275» от аналогов состоит в том, что это единственные ВЭУ средней мощности, где для крепления используются растяжки. Такая система проще в монтаже бескрановым способом, но возникают вопросы и крепости растяжек. К тому же изменяется структура фундамента. Для крепления растяжек требуется дополнительно несколько небольших фундаментов. В зонах с вечной мерзлотой и неоднородным грунтом такая технология ВЭУ может привести к удорожанию строительства фундамента на несколько процентов. Был задан этот вопрос строительно-монтажным компаниям Красноярска, но без проб грунта и изыскательских работ невозможно точно оценить процент удорожания.

Таблица 3.2 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Vergnet»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, кВ | Срок службы, лет | Стоимость, млн. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| GEV MP C 275 kW | 60 | 275 | 4 | 13 | 25 | 400 | 20 | 24,75  млн.руб. | 90 000 |
| GEV HP  1 MW | 70 | 1000 | 3 | 15 | 25 | 690 | 20 | 80 | 80 000 |

К недостаткам ВЭУ следует отнести сравнительно небольшой диапазон рабочих температур от -20 °С до +50 °С (вернее, согласно данным производителя, рабочий диапазон от -12°С до +50 °С, а температура в -20°С указана как минимально-допустимая «Survival temperature»). Не смотря на то, что изготовитель заявляет температуру в -20 °С как экстремально низкую, для Красноярского края данная температура является среднемесячной в январе месяце.

ВЭУ «Vergnet» 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 1 MW требуется крановое оборудование.

Эксплуатация ВЭУ состоит из ежегодных планово-предупредительных ремонтов. Во время технического обслуживания производится замена масла в коробке передач, чистка, замена трущихся элементов (подшипников, тормозных колодок, щеточных аппаратов и др.). Обслуживание ВЭУ должны производить одновременно не менее 2-х человек. Технология бескранового монтажа ВЭУ «GEV MP C 275» позволяет производить монтаж и демонтаж установки двумя специалистами.

С учетом доставки и хранения запасных частей и расходных материалов, ориентировочные затраты на техническое обслуживание (расходные материалы) составляют 1 800 000 руб. для «ВЭУ GEV HP 1 MW» и 1 450 000 руб. для ВЭУ «GEV MP C 275».

## 3.2.3.3 Политика производителя

Продукция французской компании «Vergnet» на территории России продвигается в основном за счет ОАО «Передвижная энергетика», которая является дочерней компанией ОАО «РусГидро». По данным «РИА-Новости» строительство первых ВЭС на Дальнем Востоке началось в 2012 году. Месторасположение пилотной ВЭС – Командорские острова. В 2013 году должен быть произведен запуск электростанции.

На сегодняшний день не удалось получить информацию, что компания «Vergnet» имеет намерение расширять свое производство на территории России. Официальный запрос также не дал результатов. Также компания не дала информации о возможности создания центра подготовки кадров на территории России. Возможно, этими вопросами будет заниматься ОАО «Передвижная энергетика».

**Выводы:**

Преимущества:

–возможность бескранового монтажа ВЭУ мощностью 275 кВт;

–имеется представитель компании на территории Российской Федерации;

– имеется опыт ведения совместной работы с отечественными компаниями на Дальнем Востоке;

–класс мощностей выпускаемых ВЭУ в диапазоне мощностей средней и большой ветроэнергетики;

–двухлопастное ветроколесо существенно упрощает процесс монтажа ВЭУ, особенно бескрановым способом;

Недостатки:

–не до конца определена возможность использования ВЭУ в климатических условиях Красноярского края (заявленная минимально-допустимая температура эксплуатации -20 оС);

–невысокая производительность асинхронных генераторов;

–небольшой модельный ряд ВЭУ, производимых компанией (по сути, компания производит всего 2 типа ВЭУ);

–нет информации о намерениях компании открывать производство ВЭУ на территории Российской федерации.

## 3.2.4 «Norwin A/S»

## 3.2.4.1 Сведения о компании

|  |
| --- |
| http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2012/10/Norwin.jpg |
| Рисунок 3.10 – Логотип компании  «Norwin A/S» |
| http://www.cd-energy.co.uk/images/norwin.jpg |
| Рисунок 3.11 – Внешний вид  ВЭУ «Norwin» |

Компания «Norwin A/S»

Год создания: с 1992

Страна: Германия

Адрес производителя: Kildeager 7, DK-4621 Gadstrup, Denmark

Телефон: +45 4638 5529

Факс: +45 4638 3144

Официальный сайт компании: www.norwin.dk

E-mail: [norwin@norwin.dk](mailto:norwin@norwin.dk)

Компания «Norwin A/S» ,была основана в 1992 году как инжиниринговая компания, занимающаяся разработкой ветроэнергетических турбин. Изначально компания называлась «Windgineering ApS» и только в 2001 году была переименована на «Norwin A/S». Первые ВЭУ «Norwin A/S» располагались на территории Германии и Дании. В 2007 году были заключены первые контракты на экспорт ветровых турбин в Восточные страны – Индию и Китай.

На сегодняшний день «Norwin A/S» специализируется на выпуске ВЭУ средней мощности от 200 до 750 кВт, но основной акцент компания делает на экспорт своих технологий другим компаниям. В частности, на основе технологий компании «Norwin A/S» разработаны ВЭУ Британской компанией «Endurance».

Особое направление деятельности компании «Norwin A/S» – это производство ветровых турбин специального назначения и ВЭУ встроенные в здания («Special Applications and Building Integrated Wind Turbines», рис. 3.12). Такие установки зачастую менее производительны в силу преграды от возведенных конструкций, однако это компенсируется высотой здания. К тому же для такой конструкции ВЭУ нет необходимости возводить отдельные фундамент и башню. Подобная конструкция может быть достаточно производительной на высоких небоскребах. На территории Красноярского края на сегодняшний день не имеется подобных сооружений, где имелась бы возможность установки подобных ВЭУ средней мощности. Поэтому в рамках данного исследования будут рассматриваться только башенные конструкции ВЭУ. Номенклатурный ряд ВЭУ, производимый компанией «Norwin A/S» представлен в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Norwin»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, кВ | Срок службы, лет | Стоимость, тыс. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| Norwin 29-STALL-200 kW | 30-50 | 200 | 4 | 15 | 25 | 0,4 | 25 | 18 640 | 93 200 |
| Norwin 29-STALL-225 kW | 30-50 | 225 | 4 | 15 | 25 | 0,4 | 25 | 19 320 | 85 867 |
| Norwin 47-ASR-500 kW | 40-65 | 500 | 4 | 13 | 25 | 0,69 | 25 | 38 000 | 76 000 |
| Norwin 47-ASR-750 kW | 35-65 | 750 | 4 | 15 | 25 | 0,69 | 25 | 53 200 | 70 933 |

|  |
| --- |
| http://www.popsci.com/files/imagecache/bown_article_image_550w/articles/bahrain-wtc1.jpg |
| Рисунок 3.12 – ВЭС встроенная между  двумя зданиями |

Компания «Norwin A/S» ориентирована на производство ВЭУ средней мощности для электроснабжения децентрализованных потребителей, фермерских хозяйств, ранчо и т.д. На сегодняшний день введено в эксплуатацию около 30 МВт установленной мощности ВЭУ «Norwin A/S».

## 3.2.4.2 Устройство и принцип действия

ВЭУ «Norwin A/S» работают на принципе «классических» ВЭУ. Вращающий момент от ветроколеса через повышающую передачу передается на ротор асинхронного генератора. Технологии «Norwin A/S» предполагают использование быстроходных асинхронных генераторов с номинальной частотой ращения в 1500 об./мин. и тиристорной системой управления возбуждением.

Регулирование вырабатываемой мощности на больших скоростях ветра осуществляется с помощью «pitch-системы».

Монтаж ВЭУ осуществляется только с помощью крановой техники. Это накладывает ряд минусов на возможность монтажа ВЭУ в удаленных населенных пунктах и условиях вечной мерзлоты.

Также не удалось получить информацию о климатическом исполнении данных ВЭУ. Практически все страны-партнеры компании «Norwin A/S» располагаются на территории с мягким климатом.

## 3.2.4.3 Политика производителя

Компания «Norwin A/S» имеет множество представительств в различных странах мира: Бельгии, Бразилии, Карибских островах, Китае, Индии, Ирландии, Корее, Пакистане, Панаме, Португалии, Сингапуре, Испании, Турции, Великобритании и ряде других стран. Не имеется информации, что компания «Norwin A/S» развивала сеть произведенных ВЭУ на территории Канады и Аляски (кроме адаптированных ВЭУ «Endurance»). Также данная компания не имеет своих представителей на территории России. Из указанного выше материала следует вывод, что руководство компании «Norwin A/S» не выражает большой заинтересованности в развитии данной технологии на территориях северных стран. В целом, анализ технологий данного производителя оставил больше вопросов чем ответов. У экспертов исполнителя не сложилось четкого мнения, что данные установки смогут выдержать перепады температур даже центральных и южных районов Красноярского края (как известно, даже на юге края зимой температура воздуха опускается ниже 30 оС). Было принято решение не рекомендовать технологию данного производителя к использованию на территории Красноярского края.

**Выводы:**

Преимущества:

–класс мощностей выпускаемых ВЭУ в диапазоне мощностей средней и большой ветроэнергетики;

–производитель длительное время на рынке ветроэнергетики, что с положительной стороны характеризует надежность и производительность установок.

Недостатки:

–не до конца определена возможность использования ВЭУ в климатических условиях Красноярского края, нет полной информации о климатическом исполнении ВЭУ;

–невысокая производительность асинхронных генераторов;

–нет информации о намерениях компании открывать производство ВЭУ на территории Российской федерации.

## 3.2.5 «Norwind Energieanlagen GmbH»

## 3.2.5.1 Сведения о компании

|  |
| --- |
| http://www.envimv.de/uploads/pics/logo_nordwind_01.jpg |
| Рисунок 3.13 – Логотип компании  «Norwind Energieanlagen GmbH» |
| 07 |
| Рисунок 3.14 – Внешний вид ВЭУ Nordwind NW 20-150 |

Компания «Norwind Energieanlagen GmbH»

Год создания: с 2006 реорганизация компании под руководством нынешнего директора Петера Мойзера

Страна: Германия

Адрес производителя: Линденштрассе, 63, 17033, Нойбранденбург.

Tel.: +49 (0) 395 77756110  
Fax: +49 (0) 395 77756111

Официальный сайт компании:

www.nordwind-energieanlagen.de

Представительство в Красноярском крае:

ООО «Синильга», Россия, 662990, Красноярский край

г. Железногорск-1, ул. Восточная, 20

Тел./Факс. 8(3919) 72-86-09

E-mail: [sinilga@atomlink.ru](mailto:sinilga@atomlink.ru)

Директор Илющенко Александр Павлович

На сегодняшний день компанией «Norwind Energieanlagen GmbH» разработано 116 моделей ВЭУ номиналом от 30 до 1200 кВт. 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 имеется 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. КПД асинхронных генераторов с электронными регуляторами частоты на обмотке возбуждения производителей представленных выше 65-70% в номинальном режиме и значительно ниже в период, когда ВЭУ работает не на полную мощность. КПД синхронного генератора «Norwind Energieanlagen GmbH» около 90-95% в номинальном режиме по данным завода изготовителя. Эти данные подтверждаются опытом эксплуатации ВЭУ на территории Северной Германии, Альпийских гор и других стран. В таблице 1.1. представлены технические характеристики наиболее перспективных ВЭУ «Norwind Energieanlagen GmbH».

Таблица 3.4 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Norwind Energieanlagen GmbH»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, кВ | Срок службы, лет | Стоимость, млн. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| NW 17-60 | 26 | 60 | 3 | 10 | 25 | 0,4 | 25 | 9 млн. руб. | 150 000 |
| NW 24-120 | 32 | 120 | 3 | 10,6 | 25 | 0,4 | 25 | 18,5 млн. руб. | 154 166 |
| NW 20-150 | 31 | 150 | 3 | 13 | 35 | 0,4 | 25 | 16 млн. руб. | 107 667 |
| NW 24-180 | 32 | 180 | 3 | 12 | 35 | 0,4 | 25 | 20 млн.руб. | 111 111 |
| NW 23-200 | 32 | 200 | 3 | 13 | 35 | 0,4 | 25 | 20 млн. руб. | 100 000 |
| NW 44-500 | 44,6 | 500 | 3 | 13 | 35 | 0,4 | 25 | 30 млн. руб. | 60 000 |
| NW 52-900 | 52 | 900 | 3 | 13 | 35 | 0,4 | 25 | 32 млн. руб. | 35 556 |

Компания ООО «Синильга» предоставила исчерпывающую информацию о технических данных ВЭУ «Norwind Energieanlagen GmbH». Основные технические характеристики и цена на ВЭУ представлены в таблице 3.4.

Разработка инновационного ветрогенератора Nordwind была удостоена следующих наград:

–дизайнерской наградой reddot 2008 г. «Лучшее из лучшего» (Германия);

–дизайнерской наградой «IF Product Design Award 2008″ (международная премия);

–Госпремией за разработку федеральной земли Баден-Вюртемберг «FOCUS GREEN GOLD» (Германия);

–наградой 2008 г. GOOD DESIGN Чикагского Атенеума Европейского Центра Архитектуры (международная премия);

–номинирована на Федеральную конструкторскую премию 2010 (Германия).

## 3.2.5.2 Устройство и принцип действия

ВЭУ «Norwind Energieanlagen GmbH» – это безредукторная ветроэлектрическая установка с горизонтальными осями, с двухлопастным ротором и переменным числом оборотов.

Ротор ВЭУ состоит из двух роторных лопастей, установленных под углом 180° друг к другу, жесткой ступицы и подшипника ротора, который осуществляет соединение ротора с опорой машины и гидронасосом. Лопасти ротора изготовлены из армированного стекловолокном пластика (GFK). Пластиковое тело лопасти встроено в чугунный фланец лопасти и дополнительно закреплено болтами.

На лопастях имеется интегрированная молниезащита. Ветроколесо, состоящее из двух лопастей, обладает меньшей массой и такой же производительностью, как трехлопастные ВЭУ (разница составляет доли процента). Скорость вращения у двухлопастного ветроколеса выше чем у трехлопастного. Это преимущество позволяет получить более высокую скорость ветроколеса при малых скоростях ветра, что положительно сказывается на условиях стабильности ВЭУ. Второе очень важное преимущество двухлопастного ротора – это удобство монтажа бескрановым способом (методом падающей стрелы). Данное техническое решение представляет большой интерес для использования ВЭУ на территории Таймыра и Эвенкии, где в силу наличия вечной мерзлоты, имеются сложности с использованием крановой техники.

Ротор ВЭУ сначала превращает кинетическую энергию воздушной массы, движимой ветром, в механическую энергию. Энергия подводится непосредственно к гидронасосу и превращается им в гидравлическую энергию потока. После передачи жидкостной энергии следует ее обратное превращение с помощью гидродвигателя в механическую энергию привода, которая превращается электрогенератором в электрическую энергию.

Для оптимальной адаптации аэродинамических характеристик ротора к тем или иным условиям эксплуатации, особенно к конкретной скорости ветра в данный момент, ВЭУ работает с изменяемым числом оборотов. При этом, вследствие отсутствия геометрического замыкания при передаче усилия между ротором и генератором, постоянное число оборотов генератора, требуемое для образования сети или подачи напряжения в сеть, абсолютно не зависит от числа оборотов ротора. Поэтому генератор можно непосредственно соединять с сетью или с потребителями. В качестве генератора применяется современная бесщеточная синхронная электрическая машина с встроенной системой возбуждения.

Гидравлический привод состоит из гидронасоса, гидромотора и гидравлической системы с масляным баком, маслопроводами, клапанами, ресиверами и вспомогательными элементами.

В качестве гидронасоса используется тихоходный радиально-поршневой насос. Параметры насоса максимально подходят для задач выработки электроэнергии ВЭУ. С гидронасосом жестко связан аварийный тормоз. Он выполнен компактным блоком в виде многодискового фрикционного тормоза. Аварийный тормоз при необходимости используется как тормоз для нештатных ситуаций и как стопорный тормоз для ротора. Он представляет собой вторую обязательную тормозную систему, которая используется преимущественно системой безопасности.

Гидродвигатель преобразует энергию потока масла гидравлики снова в механическую энергию для привода электрогенератора. В качестве гидродвигателя используется сервомотор в аксиально-поршневом исполнении. Гидродвигатель и электрогенератор образуют единый конструктивный блок. Для этого корпус гидродвигателя жестко связан с корпусом электрогенератора через опору двигателя и соответствующее демпфирующее кольцо для звукоизоляции корпуса. Валы гидродвигателя и электрогенератора соединены эластичной муфтой сцепления. Вся сборка «двигатель – генератор» подвешена посредством еще одного демпфирующего кольца под опорой машины и выступает сверху внутрь башни.

Электрогенератор преобразует механическую движущую энергию гидродвигателя в электрическую энергию. Применение находит бесщеточный синхронный трехфазный генератор с вращающейся системой возбуждения. Возбуждением генератора во время производственной эксплуатации управляет система управления эксплуатацией, которая также осуществляет синхронизацию с имеющейся сетью, другими ВЭУ или иными электрогенераторами.

|  |
| --- |
| DSC00372 |
| Рисунок 3.15 –Монтаж ВЭУ  Nordwind NW 44-500 |

ВЭУ «Norwind Energieanlagen GmbH» оснащены программным пакетом, осуществляющим полностью автоматическую эксплуатацию системой управления работой и адаптацию к текущей ситуации в сети. Также данный пакет имеет встроенную систему диагностики и управления ресурсами (производительностью ВЭУ). Система позволяет обеспечить дистанционный контроль и обслуживание с одного или нескольких мобильных или стационарных пунктов управления. В случае возникновения аварийных ситуаций (короткое замыкание, обрыв питания и др.), они устраняются самостоятельно системой управления ВЭУ. Отказы, возникающие на короткое время, как например, сбои питания в сети, которые ведут к отключению установки, анализируются, документируются ВЭУ и сообщаются на пункт управления. После устранения причины отказа ВЭУ самостоятельно возобновляет свою работу. Если система управления ВЭУ не имеется возможности самостоятельно устранить причину отказа (например, при обрыве силового кабеля), система управления выводит постоянное сообщение об ошибке.

Азимутальная система состоит из подшипника вершины башни, тормозного диска, блока подстройки по азимуту и азимутального тормоза. Задача азимутальной системы ВЭУ – по возможности точно выставлять ротор поперек текущего направления воздействующего ветра. Для этого вся мотогондола поворачивается с помощью блока подстройки по азимуту. Блок подстройки по азимуту и азимутальный тормоз должны удерживать ротор оптимальном положении – перпендикулярно к направлению ветра.

Система подстройки по азимуту у ВЭУ «Norwind Energieanlagen GmbH» существенно отличается, чем у аналогов других производителей. Двухлопастный ротор производит синусоидальные обегающие моменты по рысканию, если он обтекается косо (ветроколесо тремя лопастями не дает четкую «картину» обегающих моментов при «косом» ветре). Это значит, что на вершину башни воздействуют моменты с наветренной, а также с подветренной стороны, которые приводили бы постоянному раскачиванию мотогондолы вокруг ее нулевого положения, если бы ротор обдувался горизонтально косо и не был бы защищен от этого раскачивания. Если, однако, есть происходит перпендикулярное обдувание всего ротора (ветроколесо направлено четко перпендикулярно направлению ветра), то эти моменты не возникают, и мотогондола сама застывает в оптимальном положении даже при отпущенном азимутальном тормозе. Инициируемые ротором моменты используются для подстройки ротора по азимуту. Т.е. для работы ВЭУ используется информация о состоянии лопастей и действующих на них моментов, вместо информации получаемой от флюгеров. Такое техническое решение позволило получить ряд технических преимуществ:

–получение более точной информации о направлении ветра, т.к. сама ВЭУ «отслеживает» направление ветра по всей площади ветроколеса, а флюгер дает информацию только о ветре на той высоте, где он расположен;

–уходит проблема с образованием обледенения на флюгере и искажению получаемой флюгером информации.

В случае слишком большой нагрузки на ВЭУ из-за сильных порывов ветра, ВЭУ уклоняется, в сторону от ветра и срабатывает аварийная система остановки ВЭУ.

Во время рабочей эксплуатации, ротор ВЭУ находится на наветренной, т.е. обращенной к ветру, стороне башни. Лопасти 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. Данная система имеет существенное преимущество, по сравнению с системами поворотных лопастей (Pitch-системами). Поскольку лопасти жестко прикреплены к оси ротора, нет риска попадания влаги в поворотный механизм Pitch-системы. В регионах с холодным климатом может произойти замерзание воды, попавшей в поворотный механизм Pitch-системы, подобно тому, как примерзают колодки после мойки автомобиля в зимний период. Заледенение Pitch-системы приводит к ухудшению аэродинамических характеристик ветроколеса и может привести к выходу их строя самой Pitch-системы. Pitch-система – это дорогостоящий механизм с автоматизированным управлением. ВЭУ «Norwind Energieanlagen GmbH» лишены всех недостатков Pitch-систем.

Установка требуемого в данный момент числа оборотов ротора производится путем торможений, которые предпринимаются непосредственно гидравлической системой главного привода. Этот ресурс гидравлического привода, используемого как рабочий тормоз, работает абсолютно без износа и абсолютно надежно. Пятилетний опыт эксплуатации подтверждает это утверждение. Полученная тепловая энергия торможения передается маслом гидросистемы привода и отводиться в окружающую среду. Моторный блок размещен с возможностью поворота в мотогондоле на башне из стальной трубы. Отвод электроэнергии из мотогондолы – вращающейся по азимуту части установки, в башню – неподвижную часть установки, происходит по волочащемуся кабелю, скручивание которого надежно контролируется системой управления работой ВЭУ.

Башня состоит из стальной конструкции, разбитой на несколько сегментов для удобства транспортировки. Все части башни соединяются между собой на стройплощадке болтами через внутренние фланцы. ВЭУ мощностью до 180 кВ монтируются бескрановым способом. Во время монтажа таких ВЭУ башня лежит на соответствующем шарнире, который создает безопасное соединение между башней и секцией фундамента. Снаружи на башне установлена безопасная лестница для подъема, по которой можно попасть в гондолу для проведения профилактических и восстановительных работ. Аналогичным образом внутри башни находится подобная же лестница до высоты соединительного фланца, чтобы иметь возможность регулярного контроля соединения на фланце. Башня ВЭУ устанавливается на стандартном плоском фундаменте. Крепление башни и передача усилий и моментов на фундамент происходит через секцию основания, которая заглублена в фундамент, усиленный стальной арматурой.

Внутри башни размещена низковольтная коммутационная установка. Она содержит все необходимые коммутационные приборы и устройства необходимые для соединения ВЭУ с сетью.

Коммутационная установка размещена в стальных шкафах. Шкафы вентилируются и обогреваются, чтобы предупредить опасность возникновения росы или конденсата. Степень защиты шкафов соблюдена в соответствии с преобладающими на месте установки климатическими условиями. Низковольтная коммутационная установка управляется системой управления эксплуатацией ВЭУ. Блок управления и электротехническое оборудование размещены в основании башни и защищены от воздействия окружающей среды. Отсюда производится автоматическое управление всей эксплуатацией установки, а также контролируются различные функции безопасности. Дистанционное обслуживание и контроль ВЭУ возможны из одного или нескольких пунктов управления, а при наличии соответствующих средств передачи данных – также и из мобильных пунктов управления.

Отвод электроэнергии производится по подземным кабелям, которые выведены в грунт через кабельные трубы в фундаменте. Именно через эти кабельные трубы выводятся наружу управляющие, сигнальные и прочие соединения, которые требуются для эксплуатации ВЭУ.

## 3.2.5.3 Эксплуатация

Производственная эксплуатация охватывает рабочий диапазон скоростей ветра, в котором она вырабатывает электроэнергию сверх собственной потребности и отдает потребителю или в сеть. Как правило, это касается диапазона скорости ветра 4,0 мс-1 – 35,0 мс-1 на высоте ступицы. Этот рабочий диапазон целесообразно разделить на два поддиапазона, диапазон частичной нагрузки и диапазон номинальной нагрузки, т. к. принцип действия ВЭУ в этих поддиапазонах существенно различается.

В диапазоне частичной нагрузки ВЭУ работает ниже своей номинальной мощности. Управление в этом поддиапазоне обеспечивает, чтобы ВЭУ получала энергию с наилучшим коэффициентом использования, что реализуется путем изменения числа оборотов ротора соответственно текущей скорости ветра и постоянной оптимальной ориентацией ротора по азимуту.

|  |
| --- |
| DSC00294 |
| Рисунок 3.16 –ВЭУ Nordwind  у линий электропередач |

В диапазоне номинальной нагрузки установка должна уменьшать коэффициент своего аэродинамического использования. Это происходит путем определенного уменьшения числа оборотов ротора. Управление числом оборотов ротора производится незамедлительно на текущую скорость ветра. Подстройка ротора по азимуту происходит более сдержанно, чем в диапазоне частичной нагрузки, пока номинальная мощность обеспечивается продолжительно даже при воздействии косого обдувания, а само косое обдувание не вызывает никакой недопустимой нагрузки на ВЭУ.

ВЭУ рассчитана на эксплуатацию при наружных температурах до -40 oC. Это гарантируется соответствующими параметрами всех компонентов, применением подходящих материалов и синтетических масел в гидравлических системах.

Для запуска ВЭУ при экстремально низких температурах используется специальный режим эксплуатации «холодного пуска». При появлении ветра гидронасос не нагружается давлением подачи, так что его поршни остаются в нейтральном положении и не могут приводиться в движение. Только когда ротор движется с минимальным числом оборотов, из подогретого масла очень умеренно поднимается давление подачи, которое с нарастанием переводит поршни в их рабочее положение. Нарастающий объемный поток используется для дальнейшего разогрева все больших масс масла настолько долго, пока система не достигнет необходимой для нормального подключения ВЭУ минимальной температуры. Этот процесс напоминает прогрев двигателя автомобиля на холостом ходу при эксплуатации в сильные морозы.

В течение года эксплуатации обслуживание проводится дважды. Объем обслуживания устанавливается так, чтобы для его выполнения двум монтажникам понадобились два дня. С интервалом по 5 лет, начиная с приема в эксплуатацию, вместо соответствующего обслуживания проводятся планово-предупредительные ремонты (ППР). В рамках ППР заменяются, в частности, гидронасос, главная гидравлическая система, включая все ее шланговые соединения, и генераторная сборка с гидродвигателем, сцеплением и генератором.

Время между ППР может уменьшаться, но также и увеличиваться в зависимости от фактических условий использования. Для этого системой диагностического контроля и управления ресурсами и функционированием вырабатываются необходимые установочные данные. Эта система непрерывно контролирует и регистрирует число фактически возникающих изменений нагрузок и их амплитуды и выводит отсюда фактическую выработку ресурса. В зависимости от выявленной фактической выработки ресурса время между ППР может соответственно уменьшаться или увеличиваться.

Внеплановые предупредительные работы следуют за авариями или по оценке состояния, например, в дополнение к обслуживанию, если при этом были выявлены дефекты, устранение которых выходит за рамки мероприятий по обслуживанию.

Как правило, при соблюдении концепции ВЭУ и ее эксплуатации, внеплановые предупредительные работы не ожидаются, но и не исключаются полностью.

Для обслуживания ВЭУ достаточно 2-х специалистов. Ориентировочные затраты на обслуживание представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Затраты на расходные материалы для различных типов ВЭУ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Тип ВЭУ | Стоимость расходных материалов, руб./год |
| 1 | Nordwind NW17-60 | 400 000 |
| 2 | Nordwind NW24-120 | 900 000 |
| 3 | Nordwind NW24-180 | 900 000 |
| 4 | Nordwind NW52-900 | 1 300 000 |

Приведенные цифры соответствуют затратам на расходные материалы с учетом доставки до северных населенных пунктов Таймырского и Туруханского муниципального районов.

## 3.2.5.4 Политика производителя

|  |
| --- |
| DSC00358 |
| Рисунок 3.17–Производство ВЭУ  «Norwind» |

На сегодняшний день у компании «Nordwind Energieanlagen GmbH» имеется 2 крупных завода. Один завод расположен в Германии, второй – в Турции. Компания проявляет заинтересованность в размещении производства на территории России. В качестве перспективного места размещения рассматривается площадка промышленного парка города Железногорска Красноярского края. Данный проект представляет большой интерес для Красноярского края, т.к. рынок ветроэнергетики в России еще пока не освоен и компания, разместившая производство в России сможет захватить большую часть незанятого рынка. Производство в России имеет ряд преимуществ: отсутствие налоговых пошлин, уменьшение затрат на доставку крупногабаритного оборудования, более дешевые материалы и рабочая сила. Производство на территории России позволит снизить стоимость ВЭУ на 10-15%.

Представителями компании Nordwind в России является компания ООО «Синильга», расположенная в городе Железногорске Красноярского края. Касательно Красноярского края, политика компании направлена на строительство ВЭУ на территории Таймыра и Эвенкии. Компания предлагает установить фиксированный отпускной тариф на электрическую энергию на период окупаемости, с последующим снижением тарифа, когда ВЭУ окупит себя. Данное предложение имеет социально-экономическую направленность, которая позволит со временим снизить отпускные тарифы на электрическую и, возможно, на тепловую энергии. Снижение тарифа будет стимулировать развитие местного малого бизнеса, направленного на местное население. Предполагается, что в целом снижение тарифа позволит улучшить качество жизни местного этнического населения коренных народов Севера.

Представители компании также выражают намерение создания совместного Российско-Германского предприятия для организации инновационного производства высокотехнологичных ВЭУ на территории Красноярского края. В качестве площадки для организации производства рассматривается зона промышленного парка в г. Железногорске.

**Выводы:**

Преимущества:

–возможность бескранового монтажа ВЭУ;

–имеется представитель компании на территории Красноярского края Российской Федерации;

–большой выбор ВЭУ различного класса мощности, класс мощностей выпускаемых ВЭУ в диапазоне мощностей малой, средней и большой ветроэнергетики;

–использование более производительных синхронных генераторов;

–использование инновационной технологии с применением гидростатического привода;

–отсутствие системы поворота лопастей (pitch-системы) позволяет повысить надежность установки в условиях арктического и субарктического климата;

–отсутствие флюгеров и анемометров также позволяет повысить надежность системы;

–двухлопастное ветроколесо существенно упрощает процесс монтажа ВЭУ, особенно бескрановым способом;

–представители компании подтверждают намерение о создании совместного Российско-Германского предприятия и открыть завод по производству ветроэнергетических установок на базе существующих или строящихся производственных предприятий Красноярского края;

–компания-представитель выражает готовность самостоятельно произвести поиск инвестора для строительства пилотных ВЭУ в северных населенных пунктах Красноярского края.

Недостатки:

–не до конца определена возможность использования ВЭУ в климатических условиях Красноярского края (заявленная заводом изготовителем минимально-допустимая температура эксплуатации -40 оС);

–не имеется действующих образцов на территории России.

## 3.2.6 «Suzlon Energy Ltd»

## 3.2.6.1 Сведения о компании

|  |
| --- |
| **[Suzlon](http://www.suzlon.com/index.aspx)** |
| Рисунок 3.18 – Логотип компании  «Suzlon Energy» |
| http://www.bloomberg.com/image/iKtUDphJOgUU.jpg |
| Рисунок 3.19 – Внешний вид ВЭУ «Suzlon Energy» |

Компания: «Suzlon Energy Ltd»

Стана: Индия

Год создания: 1995 год.

Телефон: +91-20-67022000  
Факс: +91-020-67022100  
Официальный сайт компании: www.suzlon.com

Представительство в России: нет.

«Suzlon Energy Ltd» — один из крупнейших в мире производителей ветрогенераторов и крупнейший производитель [ветрогенераторов](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B5%D1%82%D1%80%D0%BE%D0%B3%D0%B5%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80) в [Азии](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%90%D0%B7%D0%B8%D1%8F). Suzlon Energy занимает пятое место в мире среди производителей ветрогенераторов. Suzlon Energy в [2008 году](http://ru.wikipedia.org/wiki/2008_%D0%B3%D0%BE%D0%B4) занимала 10,5 % мирового рынка ветрогенераторов. К концу [2008 года](http://ru.wikipedia.org/wiki/2008_%D0%B3%D0%BE%D0%B4) Suzlon Energy произвела ветрогенераторов суммарной мощностью более 8000 МВт.

Компания основана в [1995 году](http://ru.wikipedia.org/wiki/1995_%D0%B3%D0%BE%D0%B4) Тулси Танти. [16 марта](http://ru.wikipedia.org/wiki/16_%D0%BC%D0%B0%D1%80%D1%82%D0%B0) [1996 года](http://ru.wikipedia.org/wiki/1996_%D0%B3%D0%BE%D0%B4) Suzlon Energy запустила в эксплуатацию свою первую ветряную установку мощностью 270 кВт. В 2010 году компания вышла на шестое место в мире по суммарной мощности, произведённого за год оборудования для ветроэнергетики — 2736 МВт. Цены, приведенные в таблице 3.6 являются ориентировочными и зависят от курса валют.

Таблица 3.6 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Suzlon Energy»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, кВ | Срок службы, лет | Стоимость, млн. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| S52-600 kW | 72 | 600 | 4 | 13 | 25 | 0,69 | 25 | 61 | 101 667 |
| S64-1.25 MW | 72 | 1250 | 4 | 12 | 20 | 0,69 | 25 | 88,5 | 75 440 |
| S82-1,5 MW | 72 | 1500 | 4 | 12 | 20 | 0,69 | 25 | 108 | 72 000 |

На сегодняшний компания «Suzlon Energy» работает на ветроэнергетические рынки Центральной и Южной Азии, Европы и Северной Африки.

## 3.2.6.2 Устройство и принцип действия

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.20 – Конструкция ВЭУ «Suzlon Energy» |

Ветрогенераторы «Suzlon Energy» – это еще один представитель «классической» технологии ветроэлектрических машин. Ветровое колесо состоит из трех лопастей. Лопасти прикреплены к оси через механизм поворота лопастей («pitch-систему»). Энергия вращения от ветроколеса к генератору передается через коробку. 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.

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 за счет флюгера, расположенного на вершине башни.

К недостаткам данной ВЭУ следует отнести и выходное напряжение генератора на 690 В, что является нестандартным напряжением для Российских сетей. Для внедрения подобных ВЭУ потребуется специальный трансформатор, преобразующий напряжение генератора в напряжение сети.

Следует отметить, что «Suzlon Energy» ориентирована на производство ВЭУ дл стран с теплым климатом (Китая, Европы, страны АТР, Южной Америки и Австралии). В этих странах со схожим теплым и влажным климатом использование ВЭУ «Suzlon Energy» достаточно перспективно. Однако, при строительстве ветропарка на базе ВЭУ «Suzlon Energy» в зонах с умеренным и арктическим климатом может вызвать ряд технических проблем, свойственных неадаптированным ВЭУ.

К преимуществам данной компании хочется отнести ориентацию производителя на ВЭУ средней и большой мощности от 600 кВт до 2,1 МВт.

ВЭУ «Suzlon Energy» в рамках данной работы будут рекомендованы только для использования в южных районах Красноярского края

## 3.2.6.3 Эксплуатация

У компании «Suzlon Energy» имеются наработки по эксплуатации ветропарков, расположенных в Индии и зарубежных странах. Эксплуатация состоит из планово-предупредительных и аварийных ремонтов. Для проведения ремонтов создаются группы специалистов, проходящих подготовку в головных офисах компании.

Создание группы специалистов обслуживания ВЭС рекомендуется при развитии сети ВЭУ одного производителя, т. к. различные ВЭУ используют принципиально различные технологии. Технология обслуживания ВЭУ у компании «Suzlon Energy» отработана за счет многих лет эксплуатации. Информацию о работах, производимых при ремонтных работах, их объеме и ожидаемых затратах от зарубежных производителей компании получить не удалось.

Следует отметить, что поскольку данные ВЭУ возможно использовать только на ограниченной территории Красноярского края, создать крупную сеть ВЭУ «Suzlon Energy» возможно только в случае, если соседние регионы (Алтайский край, Иркутская область, Томская область и др.) будут использовать ВЭУ. В противном случае, обслуживание ВЭУ будет приводить к повышенным затратам на командировки зарубежных специалистов и т.д.

## 3.2.6.4 Политика производителя

Компания «Suzlon Energy» на сегодняшний день один из крупнейших производителей ВЭУ в мире. Производственные мощности группы компания «Suzlon Energy» охватывают страны Азиатско-Тихоокеанского региона, Южной Америки и Австралии.

Офисы, в компетенцию которых входят продажи и обслуживание, расположены в Австралии, Бразилии, Чили, Китае, Германии и Индии. Компания занимает свой ярко выраженный сектор рынка ветроэнергетики.

На данный момент компания не ориентирована на продвижение своей продукции на территории России. Возможно, сказывается негативный опыт компании «Siemens» и ряда других компаний. Предлагается рассмотреть данного производителя как основную альтернативу европейским компаниям.

**Выводы:**

Преимущества:

–известный производитель с апробированной технологией испытанной годами, с большим опытом работы во всем мире, имеющий большой опыт эксплуатации во всем мире;

–крупнейший азиатский производитель.

Недостатки:

–невысокая производительность асинхронных генераторов ВЭУ;

–отсутствие климатической адаптации;

–компания загружена заказами не выражает серьезных намерений работать с рынком Российской ветроэнергетики.

## 3.2.7 «Northern power systems»

## 3.2.7.1 Сведения о компании

|  |
| --- |
| http://payload114.cargocollective.com/1/8/280677/4583130/NORTH_IMAGE_1.jpeg |
| Рисунок 3.21 – Логотип  «Northern power systems» |

Компания «Northern Power Systems»

Год создания: с 1978

Страна: США

Адрес производителя (европейское представительство):

Thurgauerstrasse 40 8050

Zurich, Switzerland

Тел: +41 44 307 3733

|  |
| --- |
| http://farm7.staticflickr.com/6168/6179280486_76269e5a30_z.jpg |
| Рисунок 3.22 – Внешний вид  ВЭУ «Northern power systems» |

Официальный сайт компании: www.northernpower.com

Изначально проект «Northern Power systems» разрабатывался специально для строительства ВЭУ в населенных пунктах с суровыми климатическими условиями и преимущественно децентрализованным электроснабжением. Потенциальными потребителями таких технологий должны были стать страны Скандинавии, Аляска, Канада и в перспективе – Россия. На сегодняшний день ветрогенераторы «Northern Power» являются своеобразным эталоном ВЭУ арктического климатического исполнения.

Данная компания имеет ряд успехов по продвижению своей продукции в северных штатах Америки, Канаде и на Аляске. Не смотря на северное климатическое исполнение ВЭУ «Northern power systems» не рекомендованы «AKWI», как перспективная технология ветроиндустрии.

## 3.2.7.2 Устройство и принцип действия

За основу была взята «классическая» система технического исполнения ВЭУ с асинхронным генератором и поворотными лопастями. Разработчики пошли по пути замены трущихся элементов на более морозостойкие. Эта технология привела к некоторому снижению общей производительности ВЭУ и повышению цены. На сегодняшний день существуют другие разработки, обладающие гораздо большей производительностью, и в то же время, адаптированные к климатическим условиям севера.

Сегодняшние ВЭУ «Northern power systems» используют привод прямого действия («Direct drive»). Данная технология позволяет уйти от потерь в коробке передач. Компания ориентирована на производство ВЭУ двух основных моделей мощностью 60 и 100 кВт. Технические характеристики ВЭУ представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Northern power systems»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, кВ | Срок службы, лет | Цена, тыс. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| Northern power 60 | 30 | 60 | 5 | 15 | 25 | 0,48 | 25 | 12 000 | 200 000 |
| Northern power 100 | 37 | 100 | 5 | 15 | 25 | 0,48 | 25 | 14 400 | 144 000 |

Данные ВЭУ могут представлять интерес для строительства в северных муниципальных образованиях Красноярского края в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением. Более подробно возможности ВЭУ данного производителя в климатических условиях Красноярского края рассмотрены в 5 разделе.

## 3.2.7.3 Политика производителя

Компания «Northern power systems» имеет ряд представительств на территории США и Европы. На сегодняшний день данная компания специализируется на ВЭУ средней мощности, уверенно занимая свою нишу. Компания не проявляет интерес к Российскому рынку ветроэнергетики. На сегодняшний день не имеется информации о попытках данной компании выйти на Российский рынок или создать совместное предприятие.

**Выводы:**

Преимущества:

–класс мощностей выпускаемых ВЭУ в диапазоне мощностей малой и средней ветроэнергетики;

–производитель длительное время на рынке ветроэнергетики, что с положительной стороны характеризует надежность и производительность установок.

Недостатки:

–невысокая производительность ВЭУ;

–высокая цена

–нет информации о намерениях компании открывать производство ВЭУ на территории Российской федерации.

## 3.3 Производители ВЭУ малой мощности

## 3.3.1 «Endurance wind power»

|  |
| --- |
| [Endurance Wind Power](http://www.endurancewindpower.com/) |
| Рисунок 3.23 – Логотип компании  «Endurance wind power» |
| http://twnwindpower.com/wp-content/uploads/2013/01/S-stock-photo.png |
| Рисунок 3.24– ВЭУ  Endurance S-343 |

Компания «Endurance wind power»

Год создания: 1987

Страна: Дания-Великобритания

Адрес Канадского представительства компании:

Canada, #107, 19052 26th Avenue Surrey, BC  
V3S 3V7  
1-604-579-9463

Официальные сайты компании:

www.endurancewindpower.co.uk

www.endurancewindpower.com

Представительство в России: нет.

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

Таблица 3.8 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Endurance»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, В | Срок службы, лет | Стоимость, млн. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| S-343 | 27,5 | 5 | 4,1 | 11 | 25 | 120/  240 | 20 | 1 200 000 | 240 000 |
| E-3120 | 42 | 50 | 3,5 | 10 | 25 | 120/  240 | 20 | 9 600 000 | 920 000 |

На сегодняшний день к технологиям компании «Endurance wind power» большой интерес проявила Канада, где планируется строительство завода по производству ВЭУ«Endurance». Наибольшее распространение получили 2 типа ВЭУ: «S-серия мощностью» 5 кВт и «Е-серия» мощностью 50 кВт.

|  |
| --- |
| http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png |
| Рисунок 3.25–ВЭУ  Endurance E-3120 |

Рассмотрены 2 наиболее популярные модели. Другие модели ВЭУ компании «Endurance» являются производными от двух указанных моделей и имеют незначительные отличия.

Следует отметить, что ВЭУ «Endurance wind power» достаточно дорогие ВЭУ. 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. Не удалось получить информацию о возможности серийного обслуживания данных ВЭУ на территории России.

Также не до конца разрешены вопросы эксплуатации ВЭУ и подготовки кадров. Ориентировочные затраты на плановые ремонты ВЭУ приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Затраты на расходные материалы для ВЭУ «Endurance wind power»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Тип ВЭУ | Стоимость расходных материалов, руб./год |
| 1 | Endurance E-3120 | 480 000 |
| 2 | S-343 5 kW | 12 000 |

С другой стороны, данный производитель активно продвигается  [«AKWI](http://www.akwindindustries.com/aboutus.php)». Имеется положительный опыт эксплуатации ВЭУ на территории Аляски в климатических условиях схожих с климатом севера Красноярского края.

Предлагается считать «Endurance wind power» как одного из возможных производителей, перспективных для внедрения ВЭУ на территории Красноясркого края.

**Выводы:**

Преимущества:

–возможность бескранового монтажа ВЭУ;

–имеется положительный опыт эксплуатации ВЭУ на территории Аляски.

Недостатки:

–высокая цена ВЭУ;

–не имеется действующих образцов на территории России.

## 3.3.2 «ГРЦ-Вертикаль»

|  |
| --- |
| 0_wpu5_6s.jpg |
| Рисунок 3.26 – Внешний вид  ВЭУ-3 (6) |

Компания «ГРЦ-Вертикаль»

Страна: Россия

Адрес производителя:

Официальный сайт компании: www.src-vertical.com

Компания «ГРЦ-Вертикаль» ориентирована на производство ВЭУ с вертикальной осью вращения. Компания имеет несколько собственных разработок, что подтверждено патентами, представленными на сайте компании.

Основные научно-исследовательские и опытно конструкторские работы основаны на улучшении ротора «H-Дарье». Разработано 2 типа генераторов (тихоходный с плоским зазором, с комбинированным возбуждением и стабилизацией выходного напряжения). Разработаны аэродинамические тормоза для стабилизации скорости вращения ветроустановки. Разработан специальный опорный подшипник, позволивший увеличить срок службы ветроустановок минимум до 20 лет. Разработан блок электронной регулировки тока и напряжения на выходе установки.

Разработаны соответствующие инверторы, бензиновые и дизельные генераторы, регуляторы, контроллеры и другие устройства питания и сопряжения для выпускаемых ветроэнергетических установок (ветрогенераторов). Освоено произвоство ветроустановок мощностью 1; 1,5; 3; 30 кВт.

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 (гидро-электростанций), различного электрооборудования и многого другого.

Из представленной информации видно, что данная компания ориентирована на сектор малой ветроэнергетики. К преимуществам ВЭУ с вертикальной осью вращения следует отнести более простую, а следовательно, и более надежную конструкцию (нет поворотного устройства гандолы ВЭУ). С другой стороны, ВЭУ с вертикальной осью вращения имеют следующие недостатки:

–существенно более высокая цена (в 2-3 раза), по сравнению с аналогами с горизонтальной осью вращения;

–необходимость пуска ВЭУ с помощью электрогенератора, который на момент пуска ВЭУ выполняет функции электродвигателя.

Таблица 3.10 – Технические характеристики перспективных ВЭУ НПО «ГРЦ-Вертикаль»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, 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 |

|  |
| --- |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg |
| Рисунок 3.27 – Внешний вид  ВЭУ-30 |

В целом, «ГРЦ-Вертикаль» можно рассматривать как основную альтернативу ВЭУ с горизонтальной осью вращения. К недостаткам такой ВЭУ, конечно приходится отнести цену, которая в 2-3 раза превышает стоимость некоторых отечественных аналогов в горизонтальной осью вращения.

С другой стороны, в секторах малой о очень малой ветроэнергетики ВЭУ «ГРЦ-Вертикаль» одни из самых производительных ВЭУ в мире.

**Выводы:**

Преимущества:

–отечественный производитель;

–отсутствие системы поворота лопастей (pitch-системы) позволяет повысить надежность установки в условиях арктического и субарктического климата;

–отсутствие флюгеров и анемометров также позволяет повысить надежность системы;

Недостатки:

–не до конца определена возможность использования ВЭУ в климатических условиях Красноярского края;

–сравнительно высокая стоимость, по сравнению с ВЭУ с горизонтальной осью вращения.

## 3.3.3 «Hummer Dynamo Co. Ltd»

|  |
| --- |
| http://www.veter24.ru/static/uploaded/images/hummerlogo.jpg |
| Рисунок 3.28 – Логотип компании  «Hummer Dynamo Co. Ltd» |
| http://www.bombayharbor.com/productImage/0146318001251257978/Hummer_Wind_Turbine_2kw.jpg |
| Рисунок 3.29 – ВЭУ  «Hummer» |

Компания «Hummer Dynamo Co. Ltd»

Стана: Китай

Год создания: 1998

Официальный сайт: www.allwindenergy.com

Представительство производителя в России (Красноярского края):

ООО ПКФ "Альтернативная Прикладная Энергетика".

Адрес: 660062, г. Красноярск, ул. Вильского, 22 — 101.

Тел: (391)  296–41–44

Официальный сайт: www.veter24.ru

E-mail: [electro@veter24.ru](mailto:electro@veter24.ru)

Красноярская компания «Альтернативная Прикладная Энергетика», более известная, как «Ветер24» является официальным представителем китайского производителя «Hummer Dynamo Co. Ltd». Копания «Ветер24» уже на протяжении нескольких лет занимается установкой систем автономного электроснабжения.

Сама компания «Hummer Dynamo Co. Ltd» выпускает продукцию ориентированную на рынок малой ветроэнергетики. Компания реализует свою продукцию в 91 стране мира.

Таблица 3.11 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Hummer Dynamo».

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, В | Срок службы, лет | Стоимость, руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| H3.1-1000W | 8 | 1 | 3 | 9 | - | 48 | 15 | 139 500 | 139 500 |
| H3.8-2000W | 9 | 2 | 3 | 9 | - | 120 | 15 | 184 500 | 92 250 |
| H4.6-3000W | 10 | 3 | 3 | 10 | - | 180 | 15 | 200 000 | 66 667 |
| H6.4-5000W | 11 | 5 | 3 | 10 | - | 240 | 15 | 435 000 | 87 000 |
| H8.0-10000W | 12 | 10 | 3 | 10 | - | 240 | 15 | 804 000 | 80 400 |
| H12-50000W | 20 | 50 | 3 | 12 | 25 | 0,4 | 20 | 5 161 500 | 103 230 |

Ветрогенераторы «Hummer Dynamo» с имеют безредукторный прямой привод и начинают работать при малых скоростях ветра. Запатентованный генератор, расположенный в носовом обтекателе,  выделяет минимум шума и тепла.

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. Копания Ветер24 осуществляет прямые поставки ветрогенераторов «Hummer Dynamo» с завода-изготовителя.

**Выводы:**

Преимущества:

–имеется опыт эксплуатации на территории Красноярского края;

–имеется представитель компании в г. Красноясрке;

Недостатки:

–не до конца определена возможность использования ВЭУ в климатических условиях севера Красноярского края;

## 3.3.4 «ЭСТА ЛТД»

Компания ООО «ЭСТА ЛТД»

Год создания: 1994

Страна: Украина

Адрес производителя: Украина, г. Николаев, ул. Казарского , 16.

Телефоны: (0512) 56-20-40; (0512) 58-08-62

Официальный сайт компании: www.esta-ltd.com.ua

E-mail: [wind@esta.mk.ua](mailto:wind@esta.mk.ua)

Представительство в России: нет.

Украинская компания «ЭСТА» с 1994 года серийно производит изделия из стеклопластика. Предприятие «ЭСТА» серийно производит стеклопластиковые 8-ми метровые лопасти и гондолы для промышленной ветротурбины USW 56-100 номинальной мощностью 107,5 кВт, выпускаемой в Украине с 1995 года по лицензии американской фирмы «KENETECH Windpower, Inc». 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.

Рисунок 3.30 – Внешний вид ВЭУ USW 56-100

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

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

Таблица 3.12 – Технические характеристики перспективных ВЭУ USW 56-100

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, 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 млн. руб. | 23 226 |

К низкой цене хочется добавить следующие негативные моменты данной технологии:

–отсутствие климатического исполнения, адаптирующего ВЭУ к климатическим условия Красноярского края;

–малый рабочий диапазон скоростей, а как следствие и небольшая производительность;

–отсутствие современных систем управления ВЭУ.

ВЭУ компании «ЭСТА» могут представлять интерес для ветроэнергетики Красноярского края в весьма ограниченной области применения, в основном на территории южных районов края. Данная ВЭУ рассматривается скорее как альтернатива в секторе средней ветроэнергетики. Данные ВЭУ рекомендуется устанавливать в местах, где можно производить ремонтные работы в течение круглого года.

**Выводы:**

Преимущества:

–отсутствие системы поворота лопастей (pitch-системы) позволяет повысить надежность установки в условиях арктического и субарктического климата;

Недостатки:

–низкий диапазон рабочих скоростей ветра;

–не до конца определена возможность использования ВЭУ в климатических условиях севера Красноярского (отсутствие опыта);

## 3.3.5 «Тюльганский электромеханический завод»

Компания ООО «Ветровые турбины»

Страна: Россия

Адрес производителя: 460512, г. Оренбург, пос. Каргала, ул. Заводская. 1.

Тел/Факс: (3532)399-387  
Официальный сайт компании: <http://windturbines.ru/>

E-mail: [Kolesnikov.TEMZ@gmail.com](mailto:Kolesnikov.TEMZ@gmail.com)

Директор: Колесников Александр Борисович

ООО «Ветровые турбины» 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»](http://www.ooo-temz.ru), 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 году компанией ООО «Ветровые турбины» в Оренбургской области успешно введены в эксплуатацию ветрогенераторы суммарной мощностью около 1 мВт.

Таблица 3.13 – Технические характеристики перспективных ВЭУ ТЭМЗ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, кВ | Срок службы, лет | Стоимость, млн. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| ТЭМЗ | 18/24 | 15 | 3 | 15 | 25 | 0,4 | 20 | 700 000 | 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 2 года гарантии на изделие и выражает готовность рассматривать вопросы сервисного обслуживания.

К преимуществам данной 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 новым ВЭУ. Более подробно недостатки реновированных ВЭУ описаны в параграфе «Реновированные ВЭУ».

**Выводы:**

Преимущества:

–отечественный производитель;

–у производителя имеется намерение развития собственного предприятия для выпуска ВЭУ малой и средней мощности;

Недостатки:

–не до конца определена возможность использования ВЭУ в климатических условиях Красноярского;

## 3.3.6 НПО «Электросфера»

|  |
| --- |
| http://www.duetpresto.ru/assets/images/New%20Logo/%D0%9D%D0%9F%D0%9E%20%D0%AD%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82%D1%80%D0%BE%D1%81%D1%84%D0%B5%D1%80%D0%B0.jpg |
| Рисунок 3.31 – Логотип  компании «Электросфера» |
| http://aenergy.ru/images/apparat/briz-5000.jpg |
| Рисунок 3.32– ВЭУ  Бриз-5000 |

Компания: НПО «Электросфера»

Год создания: 1994

Страна: Россия

Адрес производителя: 195197 Санкт-Петербург, Полюстровский пр., д. 60.

Телефон: +7 812 324 4888

Тел./факс: +7 812 324 4884

E-mail: [spb@electrosfera.ru](mailto:spb@electrosfera.ru)

Официальный сайт компании: electrosfera.ru

Представительство в Красноярском крае: нет.

НПО «Электросфера» — успешная многопрофильная компания, работающая на российском энергетическом рынке и на рынке возобновляемых источников энергии c 1994 года. 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 установки «Бриз-5000» мощностью 5 кВт. 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 200 000 рублей в ценах 2012 года.

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

Таблица 3.14–Технические характеристики перспективных ВЭУ НПО «Электросфера»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *N*ном,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, В | Срок службы, лет | Стоимость, млн. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| Бриз-5000 | 14,5-27 | 5 | 3,5 | 12 | 40 | 220 | 20 | 200 000 | 40 000 |
| Муссон-30 | 18 | 30 | 4 | 12 | 40 | 380 | 20 | 2 250 000 | 75 000 |

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

**Выводы:**

Преимущества:

–отечественный производитель;

–проверенная многолетним опытом эксплуатации технология изготовления и обслуживания ВЭУ;

–низкая цена по сравнению с другими производителями и достаточная надежность оборудования

Недостатки:

–не до конца определена возможность использования ВЭУ в климатических условиях Красноярского, т.к. весь опыт эксплуатации сводится к использованию ВЭУ в западной части России, где климат существенно мягче климата Сибири;

## 3.3.7 «Сапсан-Энергия»

|  |
| --- |
| [САПСАН - ЭНЕРГИЯ](http://www.sev.ru/) |
| Рисунок 3.33 – Логотип  компании «Сапсан-Энергия» |
| C:\Documents and Settings\Admin\Мои документы\Мои рисунки\1-2.jpg |
| Рисунок 3.34– ВЭУ  «Сапсан-5000» |

Компания Сапсан-Энергия

Год создания: 1999

Страна: Россия

Адрес производителя: г. Москва, 1-й Краснокурсантский проезд, д.1/5 строение 2, офис 4.

Телефон: +7 (925) 507-91-04

E-mail: sapsan\_energy@mail.ru

Официальный сайт компании: www.sev.ru

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

Кампания «Сапсан-Энергия» производит ветрогенераторы 2-х типов: «Сапсан-1000», установленной мощностью 1 кВт, и «Сапсан-5000», установленной мощностью 5 кВт. ВЭУ выполнена на базе электрических генераторов постоянного напряжения 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.

Компания «Сапсан-Энергия» предлагает следующие виды технического обслуживания энергосистем приобретенных в данной компании:

–выезд технического специалиста для диагностики оборудования в составе системы;

–устранение неисправностей в случае наличия таковых;

–замена расходных материалов по необходимости;

–отладка программного обеспечения;

–профилактические ремонты;

–другие виды ремонта.

Технические характеристики ВЭУ «Сапсан» приведены в табл. 3.15.

Таблица 3.15 – Технические характеристики перспективных ВЭУ «Сапсан-Энергия»

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип ВЭУ | *Н*ВЭУ, м | *P*н,  кВт | *v*min, м/с | *v*ном, м/с | *v*max, м/с | *U*н, кВ | Срок службы, лет | Стоимость, млн. руб. | Удельная стоимость, руб./кВт |
| Сапсан-1000 | 12 | 1 | 3 | 8 | 45 | 48-56 | 15 | 149 000 | 149 000 |
| Сапсан-5000 | 12 | 5 | 3 | 10 | 45 | 48-56 | 15 | 319 000 | 63 800 |

Технология данного производителя представляет интерес в основном за счет имеющегося реализованного проекта на территории пос. Тура Эвенкийского муниципального района. О данном 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.

**Выводы:**

Преимущества:

–отечественный производитель;

–проверенная многолетним опытом эксплуатации технология изготовления и обслуживания ВЭУ;

–низкая цена по сравнению с другими производителями и достаточная надежность оборудования;

–имеется положительный опыт эксплуатации ВЭУ в северных районах Красноярского края.

Недостатки:

–небольшой номенклатурный ряд продукции.

## 3.3.8 «RKraft»

Компания RKraft

Год создания: 2004

Страна: Россия

Адрес компании: г. Москва, ул. Азовская, д. 15А.

Тел.: (495) 979-30-00

E-Mail: [info@rkraft.ru](mailto:info@rkraft.ru)

Официальный сайт компании: www.rkraft.ru

Компания «R-Engineering Ltd» образована в 2004 году, для продвижения и поддержки продаж в России энергетических установок под маркой «RKraft». На сегодняшний день «R-Engineering» – это головной офис в Москве, несколько представительств и дилерская сеть. «RKraft» производится на заводах Англии, Германии, России, Кореи и Китая, а центр разработки и инноваций находятся в Москве.

Областью применения ветроустановок «RKkraft» является электроснабжение дачных домов, не имеющих подключения к электросети. Модельный ряд «RKkraft» состоит из семи ВЭУ мощностью от 500 Вт до 20 кВт. Технической особенностью ВЭУ «RKkraft» мощностью 1 кВт и более, является автоматическая система слежения за скоростью и направлением ветра управляющая поворотом ветроколеса с помощью электропривода. На гондоле ВЭУ размещаются 2 датчика – флюгер и анемометр. Такая система слежения используется на ВЭУ средней и большой мощности. Данный механизм позволяет получить более высокую производительность ВЭУ, т.к. датчики обладают большей чувствительностью, чем «хвост» и не создают дополнительного сопротивления. ВЭУ ориентируется к наветренной стороне, что позволяет максимально использовать ветровой поток. В ВЭУ «RKkraft» используются электрогенераторы постоянного напряжения, работающие параллельно с инверторами, преобразующие напряжение генератора до напряжения сети. Выходное напряжение инвертера – чистый синус, что позволяет от энергоустановок «RKkraft» питание индукционных нагрузок (холодильников, электродвигателей и др.).

К минусам данной установки хочется отнести ее же высокую технологичность. Следует понимать, что на территории Красноярского края имеются большие проблемы с использованием ВЭУ за счет образования изморози и гололеда. Такая проблема возникает даже у ВЭУ средней и большой мощности. В маломощных ВЭУ датчики скорости и направления ветра гораздо более чувствительны к образованию изморози и гололеда в силу их малых размеров. Гололед и изморозь могут полностью парализовать работу ВЭУ на большую часть зимы. На сегодняшний день не имеется информации, что разработка данного производителя получила широкое распространение на территории России, в отличии от других производителей. Возможно, что применение данной технологии может быть оправдано на территории с менее суровым климатом.

В силу неразрешенного вопроса с климатическим исполнением ВЭУ и отсутствия опыта эксплуатации ВЭУ «RKkraft» в климатических условиях, схожих с климатом Красноярского края, оценка возможностей ВЭУ данного производителя не производилась.

## 3.3.9 «Днепропетровское исследовательское конструкторское бюро»

Страна: Украина

Адрес производителя: Украина, г. Днепропетровск, [ул. Комсомольская, 52А](http://asset1.mapia.ua/ru/dnepropetrovsk/addresses/str-komsomolskaya-52a)

Телефон: (0562) 42-88-88  
Официальный сайт компании: http://vetryak.com.ua/

Официальное представительство на территории России: нет информации.

Днепропетровское исследовательское конструкторское бюро («ДИКБ»)является единственным в Украине и  странах СНГ предприятием, специализирующимся на разработке, производстве, строительстве и эксплуатации вертикально-осевых ветроэлектрических установок (ВЭУ) 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.

|  |
| --- |
| vetro.jpg |
| Рисунок 3.35 – 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 1 года и несет ответственность за ее работоспособность в течение всего срока эксплуатации.

Вертикально-осевые ветроэлектрические установки, выполненные 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 расположены на фундаменте установки. Как и производители большинства ВЭУ, «ДИКБ» используют асинхронные генераторы. На сегодняшний день компания выпускает 2 вида ветроэнергетических установок: «ВЭУ-0020» мощностью 20 кВт и «ВЭУ-0500» мощностью 500 кВт.

Данные ВЭУ уже имели негативный опыт внедрения на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района. Подробнее опыт эксплуатации описан в параграфе 2.7. Администрация Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района до сих пор приводит данный опыт как негативный пример внедрения ВЭУ и не выражает готовности содействовать новым попытка строительства более современных ВЭС. Были тщательно проанализировали причины выхода из строя ВЭС. Они сводятся к отсутствию адаптации технологии «ДИКБ» к северному климату.

Весьма удивляет политика «ДИКБ». На сайте производителя представлена информация о станции в поселке Левинские пески, как о действующей станции. Подробно описаны механизмы работы ветро-дизельной системы. Производитель сообщает, что его технологии адаптированы к суровому арктическому климату. Производитель также уверяет, что может производить строительно-монтажные работы в условиях вечной мерзлоты. Опыт эксплуатации показывает, что данная информация не соответствует действительности. Также настораживает предлагаемый заводом-изготовителем срок гарантийного обслуживания, продолжительностью всего в 1 год, в то время, как зарубежные производители дают гарантию на 3-5 лет.

В процессе исследования не удалось получить какой-либо информации, что завод-изготовитель извлек опыт из истории эксплуатации ВЭС в Левинских песках и качественно изменил технологию производства и монтажа ВЭУ.

В целом, по казанным выше причинам эксперты не рекомендуют использовать оборудование данного производителя на территории Красноярского края. Технико-экономическая оценка данных ВЭУ не производилась.

## 3.3.10 «Мир ветра»

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 3.36 — Логотип компании «Свiт вiтру» |

Страна: Украина

Год создания:2000

Адрес: 61108, г. Харьков, пр-т Курчатова, 6 к.34

Телефон: +38 (057) 7560765, +38 (050) 3009738

Частное предприятие 'Свiт Вiтру' работает в сфере использования возобновляемых источников энергии. Основное направление – ветроэнергетика (разработка и призводство ветрогенераторов). Предприятие  производит ветроэлектрические установки (ВЭУ) и сопутствующее оборудование. Разрабатывают ВЭУ и их компоненты по требованиям заказчика. Кроме этого предприятие устанавливает "под ключ" системы на основе ветрогенераторов для электрификации удалённых автономных объектов или резервного энергообеспечения электрифицированных объектов с возможностью экономии сетевой энергии.

Предприятие 'Свiт Вiтру' основано в 2000 году. Основу коллектива составляют авиационные инженеры, занимающиеся разработкой ветроустановок с 1993 года. В настоящее время в предприятии работает 21 сотрудник.

За время существования предприятием выполнено большое количество разработок в области ветроэнергетики как для собственного производства, так и по заказам других фирм. Налажено производство малых ветроустановок. Ветрогенераторы предприятия известны под марками "Пчела", ВЭУ-075, ВЭУ-08,СВ-3.1/200, СВ-4.4/400, линейка [FLAMINGO AERO](http://mirvetra.com.ua/flamingo_aero.html).

В связи с постоянным повышением цен на энергоресурсы и активным освоением новых территорий коттеджными городками, фермерскими хозяйствами, туристическими объектами и небольшими частными производствами, в последнее время, появляется спрос на ветроустановки, способные обеспечить объект энергией комплексно (электроэнергия + отопление).   На предприятии разработаны и запускаются в производство ветроустановки FA-9/2000 и FA-14/5000, нацеленые на удовлетворение этого спроса.

Сфера деятельности предприятия в данный момент ограничена малыми ветроустановками, ввиду ограниченности производственной базы и оборотных средств. Тем не менее, предприятие готово к выполнению проектов, в которых задачей будет проектирование больших ветряных электростанциях для промышленной выработки электроэнергии. Выполнены предприятием начальные проработки по проекту ветростановки мощностью 2.2 МВт с ветротурбиной диаметром 100 м.

От представителей компании не удалось получить данных о ценовой политики компании. В технико-экономической оценке данный производитель не рассматривался.

## 3.4 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. Это напоминает опыт эксплуатации бывших в употреблении иностранных автомобилей. Мировой рынок такого оборудования в мире достаточно велик. Также велик и спрос на такое оборудование. Причина – большая загрузка компаний, производящих ветроэнергетическое оборудование. Как правило, лишь небольшая часть такого «б/у» 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 т. н. «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 изготовлялись для стран Западной Европы и США. В этих странах мягкий климат, а следовательно, климатические техническое исполнение может не соответствовать умеренному и арктическому климату Красноярского края. Выражаться это может 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 элементов (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, неприспособленных 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 году 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 др. способами.

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

1. 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.

1. Открывается ряд вопросов по обслуживанию реновированных ВЭУ:

–многих существующих 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, т.к. климатические исполнение ВЭУ не соответствует погодным условиях Таймыра и Эвенкии, а необходимость частых ремонтов (доставка запчастей и персонала в удаленные населенные пункты) быстро уравновесит разницу между капитальными затратами на новую и бывшую в употреблении ВЭУ.

–использование реновированных ВЭУ для электроснабжения центральных и южных районов края возможно, 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.).

## 3.5 Другие производители

В силу ряда объективных причин, не все технологии производителей ВЭУ попали под рассмотрение экспертов. Ниже представлены компании производители, их краткое описание и причины отклонения рассмотрения их технологий. Хотим обратить внимание, что строительство ветропарков должно сопровождаться долгосрочными отношениями с заводом-изготовителем ВЭУ, обеспечивающим гарантийные и плановые обслуживания, а также аварийные ремонты. Представленная информация соответствует концу 2012 и началу 2013 года. Возможно, со временем политика указанных ниже производителей изменится по отношению к России и представленная информация будет пересмотрена.

**«REpower Systems».** Официальный сайт компании: [www.repower.de](http://www.repower.de/). Немецкий производитель ветрогенераторов мощностью от 2 до 6 МВт. Данный производитель направлен на изготовление ВЭУ большой мощности от 2 МВт и более. В силу специфики электроснабжения Красноярского края, на сегодняшний день в крае не имеется необходимости в ВЭУ такой мощности. Нет информации, что данная компания принимала участие в программах развития ВИЭ на территории Российской Федерации. «REpower Systems» не имеет официального представительства на территории России. Экспертам не удалось получить от представителей компании подробной информации о техническом и климатическом исполнении ветроэнергетических установок, в результате чего было принято решение в рамках данного проекта указанного производителя не рассматривать.

**«Clipper Windpower».** Официальный сайт компании: [www.clipperwind.com](http://www.clipperwind.com/%20). Американский производитель ветротурбин. Данная компания на данный момент производит только один тип ВЭУ мощностью 2,5 МВт. Данная модель ВЭУ рассчитана в основном на использование в климатических условиях Европы. Также данная компания осуществляет управление проектами  строящихся и эксплуатирующихся ветропарков. Нет информации, что данная компания принимала участие в программах развития ВИЭ на территории Российской Федерации. «Clipper Windpower» не имеет официального представительства на территории России. Модельный ряд, состоящий из 1 ВЭУ большой мощности не представляет интерес для Красноярского края. Экспертами было принято решение в рамках данного проекта указанного производителя не рассматривать.

**«Saba Niroo»**. Официальный сайт компании: www.sabaniroo.co.ir. Иранский производитель ветровых турбин мощностью 250-300 кВт. Компания имеет ряд сертификатов, подтверждающих качество продукции, но следует отметить, что разработка компании рассчитана в основном на южные страны с жарким климатом. По климатическому исполнению технология данного производителя не представляет интереса для Красноярского края.

**«Multibrid GmbH».** Официальный сайт компании: <http://www.multibrid.com>. Немецкий производитель, ориентированный на производство ветровых турбин для установки в море. Технология не представляет интерес для Красноярского края, т.к. единственное возможное место для установки подобных ветротурбин – побережье Северного Ледовитого океана. Но в данном районе не имеется столь больших электрических нагрузок, а дрейфующие льды накладывают свои ограничения на возможность строительства оффшорных ВЭС на берегу Северного Ледовитого океана.

**«BARD Emden Energy GmbH & Co. KG».** Официальный сайт компании: www.bard-offshore.de. Немецкий производитель, ориентированный на производство ветровых турбин мощностью 5 МВт, в основном для установки в море. Технология не представляет интерес для Красноярского края по тем же причинам, что и технология компании «Multibrid GmbH».

**«Landmark Alternative Energien & Consulting»**. Официальный сайт компании: http://www.landmark-web.com/. Крупная немецкая компания, работающая сразу в нескольких направлениях продаж технологий возобновляемой энергетики. В процессе анализа не удалось наладить контакта с представителями производителя и получить какую-либо техническую информацию.

**«MARC Power Systems GmbH».** Официальный сайт компании: http://www.marcpower.com/ Немецкий производитель маломощных ВЭУ с вертикальной осью вращения. Компания не имеет постоянного представительства, на сайте указана ссылка на сайт другой компании, не занимающейся ветроэнергетикой. В процессе анализа не удалось наладить контакта с представителями производителя и получить какую-либо техническую информацию.

**«ScanWind».** Норвежская компания-производитель ветроэнергетических установок, в 2009 году была куплена холдингом «[General Electric](http://en.wikipedia.org/wiki/General_Electric)».

**«H Technologies BV».** Официальный сайт компании: http://www.bluehgroup.com/. Британский холдинг, занимающийся оффшорными и плавающими ветроэлектростанциями большой мощности. В силу отсутствия возможности установки оффшорных ВЭС на территории Красноярского края, технологии данного производителя не рассматривались.

**«Alstom».** Официальный сайт компании: http://www.alstom.com/. Крупнейший в мире транспортный холдинг. Имеет свое представительство в России и сайт на русском языке. Производство ветрогенераторов – лишь одно из направлений деятельности холдинга. Компания ориентирована на производство ВЭУ большой мощности более 2 МВт для установки в прибрежных и оффшорных зонах. Учитывая наличие Российского представительства данной компании, в перспективе она может представлять большой интерес, как производитель ветрогенераторов, однако на данный момент продукция компании не перспективна для использования на территории Красноярского края.

**«General Electric».** Официальный сайт компании: http://www.ge-energy.com/. Крупнейший мировой холдинг. Имеет свое представительство в России. Производство ветрогенераторов – лишь одно из направлений деятельности холдинга, получившее свое развитие после покупки холдингом норвежской компании «ScanWind». ВЭУ «General Electric» получили достаточно широкое распространение, однако их производство рассчитано на выпуск ВЭУ большой мощности от 1,5 МВт и более, в основном для оффшорных ВЭС. Продукция «General Electric» не рассматривалась в данном проекте по тем же причинам, что и продукция холдинга «Alstom».

**«Nordex AG».** Официальный сайт компании: http://www.nordex-online.com/. Одна из старейших немецких ветроэнергетических компаний, основанная в 1985 году. Технологии компании представляют большой интерес, т. к. надежность ВЭУ «Nordex AG» проверена временем и заслуживает пристального внимания. Однако, компания ориентирована на выпуск ветротурбин мощностью 1,5-2,5 МВт. Несмотря на большую перспективу технологий Nordex, предлагается отложить ее рассмотрение, т. к. в силу большой мощности данные ВЭУ не смогут найти себе применения на территории Красноярского края.

**«Sinovel Wind Co. Ltd».** Официальный сайт компании: www.sinovel.com. Китайский производитель ветроэнергетических установок большой мощности. Модельный ряд ВЭУ ориентирован на выпуск ветрогенераторов мощностью 1,5-6 МВт. Предлагается отложить ее рассмотрение технологии данной компании, т. к. в силу большой мощности данные ВЭУ не смогут найти себе применения на территории Красноярского края.

**«AIRCON GmbH & Co. KG».** Официальный сайт компании: [www.aircon-international.com](http://www.aircon-international.com). Немецкий производитель небольших ветрогенераторов для автономного электроснабжения. Компания не имеет представителей в России.

**«Тушинский машиностроительный завод».** Это первый отечественный завод, выпустивший промышленный ветрогенератор мощностью 1 МВт «Радуга-1». На основе данной ВЭУ в 1995 году была построена «Калмыцкая ВЭС», функционирующая по сей день. К сожалению, следует отметить, что технологии производителя существенно не продвинулись по сравнению с зарубежными аналогами. Производительность и надежность ВЭУ «Радуга» существенно ниже производительности зарубежных одноклассников.

**Научно-инженерный центр «Виндэк».** Официальный сайт компании: http://windeq.ru. Данный производитель указан, как один из производителей ВЭУ, однако следует отметить, что центр "Виндэк" ориентирован на производство генераторов для ВЭУ и мини-ГЭС. "Виндэк" производит генераторы для отечественных ВЭУ «Сапсан», «Форвард» и др. В рамках данного исследования «Виндэк» не рассматривается как независимый производитель ВЭУ.

**ООО «Ветропарк Инжиниринг».** Официальный сайт компании: <http://windpark.ru/>. Компания ориентирована на импорт ветроэнергетических установок, а также проведение изыскательских, проектных и строительно-монтажных работ, связанных с установкой ВЭУ. Компания не производит собственных ВЭУ.

**ООО «ОптиЛайт».** Официальный сайт компании: www.optilights.ru. Данная компания занимается передовыми системами электроснабжения малой мощности на базе ВИЭ. Данная компания не имеет собственных брендов в области ветроэнергетики и ее продукция не рассматривалась в рамках данного проекта.

**«DeWind».** Официальный сайт компании: www.dewindco.com. Немецкая компания «DeWind» ориентирована на производство ВЭУ большой мощности более 2 МВт. В истории компании имеется разработка ветроагрегата мощностью 600 кВт, запущенного в производство в 1996 году, но на сегодняшний день не удалось получить информацию, что данная модель ВЭУ продолжает выпускаться. В силу развития технологий, модель 1996 года будет технически устаревшей. В остальном компания направлена на производство ВЭУ мощностью 2 МВт и более, которые на данный момент не представляют интереса для Красноярского края.

**«GE Energy USA».** Официальный сайт компании: www.ge-energy.com. Американская компания, имеющая широкий спектр направлений деятельности, в том числе ориентированная на производство ВЭУ мощностью от 1,5 до 4,1 МВт. Экспертам не удалось получить какую-либо техническую информацию о возможностях использования данной ВЭУ в суровых климатических условиях.

**«Windflow Technology Ltd».** Официальный сайт компании: http://www.windflow.co.nz/. Новозеландская компания, ориентированная на производство ВЭУ большой и средней мощности с гидростатическим преобразователем. Достаточно интересная и перспективная технология, однако на наш запрос представители компании сразу дали ответ, что не производят ВЭУ в северном климатическом исполнении и не намерены адаптировать и продвигать свою продукцию на территории России.

**«Kingspan wind».** Официальный сайт компании: www.kingspanwind.com. Британский производитель ВЭУ малой и очень малой мощности, реализует собственную продукцию более чем в 60 странах мира, в том числе и на территории Аляски. Данный производитель не рассматривался, т.к. не имеет официального представительства на территории России, что не маловажно для организации обслуживания ВЭУ.

**«Gaia-Wind Ltd».** Официальный сайт компании: www.gaia-wind.com. Британский производитель ВЭУ. Ориентирован на производство ВЭУ малой мощности 11 кВт. Имеет крайне малый ряд номенклатуры производства, состоящий всего из одной ВЭУ. Не имеет официального представительства на территории России.

## 3.6 Возможности организации производства ВЭУ на базе промышленных предприятий Красноярского края

В процессе выполнения исследовательской работы были направлены запросы предприятиям-изготовителям ветроэнергетических установок и их региональным представительствам. Копии запросов приведены в приложении А данного тома. Из ответов, присланных представителями компаний следует, что только одна компания проявляет выраженный интерес к открытию производства ВЭУ на территории Красноярского края.

Компания ООО «Синильга» является представителем немецкой компании «Nordwind Energieanlagen GmbH». Немецкая компания «Nordwind Energieanlagen GmbH» на сегодняшний день имеет 2 завода, производящих ВЭУ, расположенные в Германии и Турции. «Nordwind Energieanlagen GmbH» специализируется на производстве ВЭУ малой, средней и большой мощности, ориентированных для электроснабжения и теплоснабжения децентрализованных потребителей. Более подробная информация о продукции компании «Nordwind Energieanlagen GmbH» представлена в 3 разделе 2 тома. Технология данной компании представляет интерес как для Красноярского края, так и для России в целом. Представители ООО «Синильга» выражают готовность создать совместное Российско-Германское предприятие для производства ветроэнергетических установок, запасных частей и расходных материалов для обслуживания ВЭУ. Расположение завода на территории Красноярского края с точки зрения представителей ООО «Синильга» представляет интерес по следующим причинам:

1) Выгодное расположение в центре России позволит с минимальными затратами транспортировать ВЭУ и сопутствующее оборудование в регионы, обладающие наиболее высоким ветроэнергетическим потенциалом, а именно:

- Северные регионы, перспективные к строительству ВЭС (Таймыр, Ямало-Ненецкий автономный округ, республика Карелия и др.

- Дальний Восток, преимущественно, Сахалинская область и Камчатский край.

- Южные районы России.

2) Развитая транспортная инфраструктура города Красноярска, включающая в себя железнодорожную магистраль, крупный речной порт, автомагистраль и аэропорт позволит организовать взаимодействие с поставщиками сырья, а также наладить поставку готового оборудования в любые, в том числе самые отдаленные точки России.

3) Город Красноярск имеет развитую производственную инфраструктуру, на территории края имеются предприятия, занимающиеся высокотехнологическим производством (в том числе и ОАО «Информационные спутниковые системы» имени академика М.Ф. Решетнёва», занимающееся производством спутниковой техники). На территории Красноярка имеется крупнейший в Сибирском федеральном округе университет (Сибирский федеральный университет), который может взять на себя задачи проведения сопутствующих исследований и подготовки кадров.

Производство ВЭУ состоит из нескольких производственных направлений (производство башен, производство лопастей, производство гидравлики и электроники). Все производство может выполняться типовым промышленным оборудованием. Компанией «Синильга» рассматриваются возможных 2 варианта развития производства ВЭУ на территории края.

Первый вариант предполагает строительство завода на базе строящегося технопарка в г. Железногорске. Технопарк позволит получить следующие преимущества при организации производства:

- льготное подключение к электрическим сетям и коммуникациям;

- льготная аренда площади технопарка с правом выкупа площади (цеха);

Организация производства на базе предприятий технопарка позволит создать новые рабочие места и высокотехнологическое производство.

К недостаткам такого варианта следует отнести необходимость полностью закупать все необходимое оборудование и полное обучение персонала, что приведет к дополнительным затратам.

Второй вариант развития производства рассматривается на базе существующих предприятий. Ряд предприятий Красноярска и края имеют возможность выступать субподрядчиками на возможность изготовления отельных элементов ВЭУ. Технологически данные предприятия полностью приспособлены к данному виду производства и имеют все необходимое техническое обеспечение для изготовления данного вида элементов ВЭУ.

Рассматривались следующие предприятия для организации совместного производства ВЭУ:

- ОАО «Информационные спутниковые системы» имени академика М.Ф. Решетнёва» для производства высокоточного оборудования, электроники, гидравлики.

- ОАО «Красноярский машиностроительный завод», для производства башен, подшипниковых узлов и других металлоконструкций. Также рассматривалась возможность химической промышленности ОАО «Красноярский машиностроительный завод» в вопросах производства лопастей и рабочих жидкостей.

К недостаткам данного варианта следует отнести более высокую стоимость производства элементов ВЭУ, которая скажется на цене готового ветроагрегата. С другой стороны предприятия проявляют интерес к подобного рода заказам.

Сибирский федеральный университет в данном проекте может участвовать при проведении исследований работоспособности агрегатов и их отдельных узлов в географических и климатических условиях Красноярского края. По результатам исследований могут быть внедрены инновационные технологические решения, повышающие надежность и эффективность оборудования.

Сценарий развития производства оборудования ветроэнергетических установок будет выбран в зависимости от спроса на ВЭУ как на территории России, так и в Красноярском крае в частности.

## Выводы к разделу 3

Произведен анализ наиболее известных отечественных и зарубежных производителей ветроэнергетических установок. В результате анализа сделаны следующие выводы.

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.

Таблица 3.16 – Сводные показатели для ВЭУ различных производителей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | «Vestas Wind Systems A/S» | «Siemens» | «Vergnet Eolien» | «Norwin A/S» | «Norwind Ener-gieanlagen GmbH» | «Suzlon Energy Ltd» | Nothern power | «Endurance wind power» | «ГРЦ-Вертикаль» | «Hummer Dynamo Co. Ltd» | «ЭСТА ЛТД» | «ТЭМЗ» | «Электросфера» | «Сапсан-Энергия» |
| Наличие представителей на территории России |  | **∙** | **∙** |  | **∙** |  |  |  | **∙** | **∙** |  | **∙** | **∙** | **∙** |
| Предложения по созданию производственных предприятий |  | **∙** |  |  | **∙** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Наличие инициативы по развитию ветроэнергетики на территории Красноярского края |  |  |  |  | **∙** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Зарубежный производитель (необходимость таможенных платежей) | **∙** | **∙** | **∙** | **∙** | **∙** | **∙** | **∙** | **∙** |  | **∙** |  |  |  |  |
| Высокая производительность |  |  |  |  | **∙** |  |  | **∙** |  | **∙** |  |  |  |  |
| Возможность пуска и эксплуатации ВЭУ при температуре  -20 оС | **∙** |  | **∙** |  | **∙** |  | **∙** | **∙** | **∙** | **∙** |  | **∙** | **∙** | **∙** |
| Возможность пуска и эксплуатации ВЭУ при температуре  -40 оС |  |  |  |  | **∙** |  | **∙** | **∙** |  |  |  |  |  | **∙** |
| Возможность бескранового монтажа |  |  | **∙** |  | **∙** |  |  | **∙** | **∙** | **∙** |  | **∙** | **∙** | **∙** |
| Наличие опыта эксплуатации на территории России |  |  |  |  |  |  |  |  | **∙** | **∙** |  | **∙** | **∙** | **∙** |

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

Для качественной оценки различных производителей сформирована таблица сводных показателей для ВЭУ различных производителей (табл. 3.16).

Один из ключевых показателей для ВЭУ – это удельная стоимость 1 кВт установленной мощности ВЭУ. Данный показатель позволяет сравнить различных производителей ВЭУ одном классе мощности. Многие производители выпускают ВЭУ в разных классах мощности и для объективности сравнения в табл. 3.16 приведены минимальные и максимальные размеры удельных затрат на покупку 1 кВт установленной мощности ВЭУ.

Таблица 3.16 – Показатели удельной стоимости для ВЭУ различных производителей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Производитель | Минимальное значение, руб./кВт | Максимальное значение, руб./кВт |
| «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 |

Разработаны общие рекомендации по применению ВЭУ современных производителей. Для Таймырского, Эвенкийского и Туруханского муниципальных районов рекомендуется применение технологий следующих проивзодителей 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».

# РАЗДЕЛ 4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ВЭУ

## 4.1 Разработка вариантов состава генерирующего оборудования ветропарков

Выбор вариантов состава и установленной мощности ветроэнергетических установок в составе ветродизельных комплексов определяется из ряда показателей.

**Климатическое исполнение ВЭУ.** Среди многочисленных моделей ВЭУ отобраны наиболее приспособленные к климатическим условиям Красноярского края. Для северных территорий отобраны ВЭУ, которые по данным завода изготовителя приспособлены к низким температурам. В центральных и южных районах Красноярского края допускается использование ВЭУ, менее требовательных к климатическим условиям. Но следует отметить, что многие производители заявляют минимально-допустимую температуру -20…-30 оС, называя свою разработку «северным климатическим исполнением». Не имеется абсолютной гарантии, что данная ВЭУ будет исправно работать при температуре окружающего воздуха -35…-45 оС. 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, часть электроэнергии может быть не использована в период сильного ветра нагрузкой и 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, располагающийся в диапазоне между средней и пиковой нагрузкой электропотребления. В этом случае ВЭС сможет покрыть от 50% до 80% требуемого электропотребления. Оставшаяся часть электрической нагрузки ложится на дизельные генераторы. Установка ВЭС мощностью превышающей мощность ДЭС может быть экономически целесообразной в районах с децентрализованным электроснабжением и небольшой скоростью ветра (в основном в районах II иIII ветровых зон).

**Классы и подклассы мощности ВЭУ.** Современные производители предлагают ВЭУ широкого диапазона мощностей и различного технического исполнения. Согласно ГОСТР 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. Подобные ВЭУ могут быть установлены только в населенных пунктах, где имеется развитая транспортная инфраструктура, способная принимать сорока футовые 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 «NordwindEnergieanlagenGmbH», «FuhrlaenderAG», «VergnetEolien». В центральных и южных районах Красноярского края возможно использование ВЭУ «BeijingGoldwindScience&CreationWindpowerEquipmentCo. Ltd» и «SuzlonEnergyLtd».

**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 VergnetGEVMP275 подъемное устройство вмонтировано в гондолу. Для ВЭУ «Nordwind» подъемное устройство докупается отдельно. Для ВЭУ «NorthernPower 100» может быть использована обычная лебедка. Для транспортировки ВЭУ требуется морской порт с портовым краном. Но данные ВЭУ менее габаритны и имеют меньшую массу по сравнению с предыдущим подклассом и могут транспортироваться в двадцати и сорока футовых контейнерах. Для выгрузки оборудования требуется небольшой портовый кран, грузоподъемностью 10-20 тонн. Данный подкласс ВЭУ рассматривается в населенных пунктах с достаточно большим годовым потреблением электрической энергии (более 2 000 МВт\*ч/год). Подобные ВЭУ могут быть установлены в крупных северных населенных пунктах, таких как Диксон, Носок, Караул и др. В данном подклассе находятся ВЭУ «NordwindEnergieanlagenGmbH», «VergnetEolien» и «NorthernPower».

**ВЭУ мощностью от 30 до100 кВт.** Данные ВЭУ относятся к ВЭУ малой мощности. Их особенность заключается в том, что они достаточно малогабаритны и могут быть смонтированы без использования специализированных подъемных устройств. Для монтажа ВЭУ достаточно обычной лебедки или грузовой машины. Малые масса и габариты позволяют осуществить доставку ветроагрегатов в удаленные населенные пункты, где не имеется специализированных морских портов с мощными портовыми кранами. Данные 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 2 000 МВт\*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 данном подклассе находятся ВЭУ «NordwindEnergieanlagenGmbH», «NorthernPower», «ГРЦ-Вертикаль», «HummerDynamo», «Enduracnewindpower».

**ВЭУ мощностью до 15 кВт.** Данный подкласс ВЭУ предназначен для электроснабжения отдельных потребителей (частных домов, магазинов, небольших предприятий и т.д.). Данные ВЭУ относятся к классу ВЭУ малой и очень малой мощности. ВЭУ вырабатывают напряжение в 220 В или 380 В. Они обязательно снабжаются выпрямительными устройствами, инверторами и накопителями электрической энергии (аккумуляторными батареями). Данные 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. Данные ВЭУ 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 использование данных ВЭУ. В данном подклассе находятся ВЭУ «ГРЦ-Вертикаль», «HummerDynamo», «Enduracnewindpower», «Сапсан-Энергия».

Предложенный алгоритм расчета технико-экономических показателей ветроэнергетических установок составлен на основе общепризнанных методик [14,39]. Для определения коэффициентов и параметров ТЭО привлекались различные специалисты ведущих компаний в области проектных и строительно-монтажных работ, 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 капитальных затрат на строительство ВЭС из ВЭУ мощностью 900-1500 кВт

Применение ВЭУ данного 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 исходит из следующих технико-экономических показателей:

1) Цена завода изготовителя за одну ВЭУ ЦВЭУ, 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 т.д.);

2) Рекомендуемое количество ВЭУ, *n*. Выбирается исходя из предложений параграфа 4.1;

3) Стоимость ВЭС ЦВЭС. руб. определяется, как цена на ВЭУ конкретного производителя, умноженное на количество ВЭУ в предлагаемом ветропарке:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.1) |

4) Налог на добавленную стоимость НДС, руб. НДС составляет 18% от закупочной цены товара. НДС распространяется как на отечественных, так и на зарубежных производителей.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (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 ЗСТР1 составляют 3% от стоимости оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.3) |

6) Таможенные платежи ЗТАМ, руб. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей составляет 5% от стоимости оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.4) |

7) Доставка оборудования ЗДОСТ, руб. Доставка оборудования осуществляется морским путем из Европы через северный морской путь в сорока футовых контейнерах. Для рассмотренных ВЭУ большой мощности доставка до портов Красноярского края будет составлять около 60 000 евро (2 400 000 руб.) за 1 ВЭУ большой мощности (0,9-1,5 МВт). Тогда, затраты на доставку ВЭУ для строительства ветропарка будут определяться по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.5) |

где ЗДОСТ1ВЭУ – затраты на доставку 1 ВЭУ.

8) Затраты на проектные работы ЗПР, руб. 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.6) |

9) Затраты на строительство фундамента ЗФ, руб. 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.7) |

10) Затраты на строительно-монтажные работы ЗСМР, руб. Затраты на СМР определяются в размере 10% от стоимости оборудования. Данная цифра является усредненной, полученной в результате ведения переговоров с проектно-монтажными компаниями Красноярского края. Затраты на СМР уточняются в процессе выполнения проекта и могут зависеть от удаленности населенного пункта и сложности проведения работ.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.8) |

11) Затраты на страховку при проведении СМР, ЗСТР2, руб. 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.9) |

12) Затраты на строительство подстанции и ЛЭП ЗЛЭП, руб. Большие объекты ветроэнергетики располагаются на удалении от населенных пунктов. Для передачи электроэнергии потребителям необходимо использование кабельных линий с напряжением 6-10 кВ. В представленном модельном ряде не имеется ВЭУ, генерирующих выходное напряжение в данном диапазоне. Для подключения ВЭС к сети электроснабжения поселка требуется возведение небольшой подстанции. Пункт «Строительство подстанции» предполагает следующие статьи затрат:

–покупка силового трансформатора;

–покупка оборудования для РУ;

–доставка оборудования до места установки;

–строительство здания подстанции;

–монтаж оборудования;

–прокладка линии до населенного пункта.

Стоимость подстанции может меняться в зависимости от места установки, особенностей рельефа и типа применяемого оборудования. Произведены расчеты нескольких вариантов подстанции. Предполагается, что ВЭС устанавливается в пределах 2 км от населенного пункта (при увеличении расстояния предлагаемый объем затрат рекомендуется пересмотреть). Принято решение усреднить предлагаемую стоимость подстанции в размере 8 млн. руб.

13) Закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС, ЗСО, руб. 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 с лебедкой и краном или его аналог;

–диагностическое оборудование;

–спецодежда;

–инструменты и др.

Рекомендуется использовать среднее значение данной статьи затрат в размере 3 млн. руб.

14) Дополнительные затраты и риски ЗДОП, руб. 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 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 К1, руб. на строительство ветропарков из ВЭУ большой мощности К1 определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.10) |

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка.

## 4.2.2 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью 900-1500 кВт

Для определения технико-экономических показателей ВЭУ в составе ветропарков используются основы методики предложенной в [14].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 параграфе 1.4 и формулы (1.41);

3) Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. Электроэнергия выработанная ВЭУ может быть преобразована в тепловую энергию с помощью электробойлерной или электрической 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.11) |

4) Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. *W*ВЭС определяется как суммарная выработка всех установленных ВЭУ:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.12) |

5) Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС ИЭК, руб./год.

Для поддержания работоспособности ВЭУ требуется проведение плановых и аварийных ремонтов. Также, за ветрогенераторами и сетевым оборудованием требуется постоянный присмотр, т.к. сильные ветры могут повредить линии электропередач. Для поддержания работоспособности ВЭС предлагается использовать двух дежурных электромонтеров, с заработной платой 40 000 руб./мес. Фонд заработной платы ФЗП без учета ЕСН составит 960 000 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 ЗРАСХ. 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 анализом технических данных были определены следующие ежегодные издержки на закупку расходных материалов:

Таблица 4.1 – Затраты на расходные материалы для различных типов ВЭУ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Тип ВЭУ | Стоимость расходных материалов ЗРАСХ, руб./год |
| 1 | NordwindNW52-900 HY-D HW | 1 300 000 |
| 2 | VergnetGEV НP 1MW | 1 800 000 |
| 3 | FurhlanderFL MD 77 | 3 200 000 |

Приведенные в таблице 4.1 затраты соответствуют затратам на 1 установленную ВЭУ. Объем затрат на расходные материалы прямо пропорционален количеству ВЭУ.

Проведение плановых и аварийных ремонтов будет сопровождаться дополнительными расходами ЗДР, 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.

Проведена оценка возможного объема дополнительных расходов. Изменение мощности ветропарка незначительно сказывается на объемах дополнительных затрат. Для перечисленных выше моделей ВЭУ предлагается принять объем ЗДР в размере 3 000 000 руб./год на весь рассматриваемый ветропарк.

Затраты на риски ЗРИСК 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 ЗРИСК для ВЭУ, указанных в таблице 4.1, усреднить в размере 2 000 000 руб./год на весь рассматриваемый ветропарк.

Тогда, ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС будут определяться по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.13) |

6) Себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией СВЭС, 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, лет и согласно [14] определяется по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.14) |

где ТСЛ – срок службы ВЭУ, лет

7) Объем «вытесненного» дизельного топлива *V*, л. Внедрение ВЭУ приведет к уменьшению топливной составляющей в 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.15) |

8) Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, ЦДТ, руб./л. Стоимость дизельного топлива представлена администрацией муниципальных образований. Данные предоставлены в соотношении количества рублей за 1 тонну дизельного топлива. 1 тонна дизельного топлива по объему соответствует 1200 литров. Для перевода стоимости топлива в соответствующую размерность (руб./л) используется формула:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.16) |

где ЦДТТ – цена за 1 тонну дизельного топлива, руб/л.

9) Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, ЗДТ, руб. Данный параметр показывает объем снижения затрат на топливную составляющую при производстве электрической энергии. ЗДТ определяется по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.17) |

10) Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, КУ, о.е. Данный коэффициент показывает, насколько установка эффективна в конкретных условиях ветроэнергетического потенциала и определяется с помощью формулы (1.42).

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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.18) |

12) Удельные затраты на строительство ВЭС ЗУД, руб./кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС из ветрогенераторов конкретного производителя. ЗУД определяется по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.19) |

13) Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветро-дизельной системы Скомб, руб./кВт\*ч. Стоимость электрической энергии, производимой ДЭС является экономически обоснованной устоявшейся величиной, утвержденной РЭК. Скомб определяется по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.19) |

где ТДЭС – существующий отпускной тариф ДЭС, кВт\*ч.

14) Коммерческая наценка Н, 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:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.20) |

Данный показатель выбран в размере 20% для привлечения инвесторов и создания благоприятного инвестиционного климата.

15) Срок окупаемости ВЭС ТОК, 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. ТОК определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.21) |

13) Чистая приведенная стоимость проекта:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | (4.22) |

где *CF* – денежный поток; *n* – количество периодов; *r* – ставка дисконтирования.

14) Внутренняя норма доходности проекта определяется из уравнения:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | (4.23) |

где *I* – сумма инвестиционных вложений.

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в разделе 5.

## 4.2.3 Методика определения капитальных затрат на строительство ВЭС из ВЭУ мощностью 100-275 кВт

ВЭУ мощностью 100-275 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с ежегодным потреблением электрической энергии более 2 000 МВт\*ч/год и где имеется морской порт, способный принять габаритный груз.

Определение капитальных затрат на строительство ветропарковиз ВЭУ мощностью 100-275 кВт определяется из следующих технико-экономических показателей:

1) Цена завода изготовителя за одну ВЭУ ЦВЭУ, 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) Рекомендуемое количество ВЭУ, *n*. Выбирается исходя из предложений параграфа 4.1;

3) Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. Определяется по формуле (4.1);

4) Налог на добавленную стоимость НДС, руб. Определяется по формуле (4.2);

5) При транспортировке груза к месту установке 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 ЗСТР1 определяются по формуле (4.3);

6) Таможенные платежи ЗТАМ, руб. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей определяется по формуле (4.4);

7) Доставка оборудования ЗДОСТ, руб. Доставка оборудования 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 30 000 евро (1 200 000 руб.) за 1 ВЭУ (100-275 кВт). Затраты на доставку ВЭУ для строительства ветропарка будут определяться по формуле (4.5);

8) Затраты на проектные работы ЗПР, руб.определяются по формуле (4.6);

9) Затраты на строительство фундамента ЗФ, руб. 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 формуле (4.7);

10) Затраты на строительно-монтажные работы ЗСМР, руб., определяются по формуле (4.8);

11) Затраты на страховку при проведении СМР, ЗСТР2, руб., определяются по формуле (4.9);

12) Затраты на строительство подстанции и ЛЭП ЗЛЭП, руб. Большинство населенных пунктов с годовым потреблением более 2 000 МВт\*ч/год имеют собственную линию 6-10 кВ. Ветропарки, как правило, располагают на удалении от населенных пунктов. Для передачи электроэнергии потребителям необходимо использование кабельных линий с напряжением 6-10 кВ. Для подключения ВЭС к сети электроснабжения поселка требуется возведение небольшой подстанции. Пункт «Строительство подстанции» предполагает следующие статьи затрат:

–покупка силового трансформатора;

–покупка оборудования для РУ;

–доставка оборудования до места установки;

–строительство здания подстанции;

–монтаж оборудования;

–прокладка линии до населенного пункта.

Стоимость подстанции может меняться в зависимости от места установки, особенностей рельефа и типа применяемого оборудования. Произведены расчеты некоторых вариантов подстанции. Предполагается, что ВЭС устанавливается в пределах 2 км от населенного пункта (при увеличении расстояния предлагаемый объем затрат рекомендуется пересмотреть). Принято решение усреднить предлагаемую стоимость подстанции для ВЭУ из ВЭС данного подкласса в размере 5 млн. руб;

13) Закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС, ЗСО, руб. 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) Дополнительные затраты и риски ЗДОП, руб. 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 обстоятельствах предлагается использовать графу «Риски». Принято экспертное решение усреднить значение статьи затрат «Риски» для ветропарков средней и большой мощности в размере 15 млн. руб;

15) Затраты на покупку подъемного устройства ЗПОД, руб. При монтаже ВЭУ бескрановым способом необходимо подъемное устройство, представляющее собой лебедку с рядом дополнительных функций. У ВЭУ «VergnetGEVMP 275» подъемное устройство встроено в гондолу и стоимость подъемного устройства заложена. Для ВЭУ «Nodrwind»требуется докупать 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 К2, руб. на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 100-275 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.24) |

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка на базе ВЭУ малой и средней мощности.

## 4.2. Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью 100-275 кВт

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 параграфе 1.4 и формулы (1.41);

3) Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл, определяется по формуле (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 ИЭК, 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 40 000 руб./мес. Фонд заработной платы ФЗП без учета ЕСН составит 960 000 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 ЗРАСХ. Затраты на закупку запасных частей определяются типом ВЭУ и установленной мощностью. Для ВЭУ мощностью от 100 до 275 МВт были определены следующие ежегодные издержки за закупку расходных материалов:

Таблица 4.2 – Затраты на расходные материалы для различных типов ВЭУ.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Тип ВЭУ | Стоимость расходных материалов ЗРАСХ, руб./год |
| 1 | NordwindNW24-180 | 900 000 |
| 2 | NordwindNW24-120 | 900 000 |
| 3 | VergnetGEV MP 275 | 1 450 000 |
| 4 | Norther Power 100 | 950 000 |

Приведенные в таблице 4.2 затраты соответствуют затратам на 1 установленную ВЭУ. Объем затрат на расходные материалы прямо пропорционален количеству ВЭУ.

Проведение плановых и аварийных ремонтов будет сопровождаться дополнительными расходами ЗДР, 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.

Проведена оценка возможного объема дополнительных расходов. Изменение мощности ветропарка незначительно сказывается на объемах дополнительных затрат. Для перечисленных выше моделей ВЭУ предлагается принять объем ЗДР в размере 1 300 000 руб./год на весь рассматриваемый ветропарк.

Затраты на риски ЗРИСК 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 ЗРИСК для ВЭУ, указанных в таблице 4.1, усреднить в размере 1 000 000 руб./год на весь рассматриваемый ветропарк.

Тогда, ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС будут определяться по формуле (4.13);

6) Себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией СВЭС, руб./кВт\*ч, определяется по формуле (4.14).

7) Объем «вытесненного» дизельного топлива *V*, л, определяется по формуле (4.15);

8) Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, ЦДТ, руб./л определяется по формуле (4.16);

9) Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, ЗДТ, руб., определяется по формуле (4.17).

10) Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, КУ, о.е. Данный коэффициент показывает, насколько данная установка эффективна в конкретных условиях ветроэнергетического потенциала и определяется с помощью формулы (1.42);

11) Удельная выработка электрической энергии ВЭУ *W*УД, кВт\*ч/кВт, определяется по формуле (4.14);

12) Удельные затраты на строительство ВЭС ЗУД, руб./кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС из ветрогенераторов конкретного производителя. ЗУД определяется по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.26) |

13) Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветро-дизельной системы Скомб, руб./кВт\*ч, определяется по формуле (4.19);

14) Коммерческая наценка Н, руб. определяется по формуле (4.20);

15) Срок окупаемости ВЭС ТОК, лет. ТОК определяется по уточненной формуле, учитывающей предлагаемую коммерческую наценку.

16) Расчеты NPV и IRR производятся по формулам 4.21-4.23

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в разделе 5.

## 4.2.5 Методика определения капитальных затрат на строительство ВЭС из ВЭУ мощностью 30-100 кВт

ВЭУ мощностью 30-100 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжением с ежегодным потреблением электрической энергии менее 2 000 МВт\*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 подстанций не требуется.

Капитальные затраты на строительство ветропарковиз ВЭУ мощностью 30-100 кВт определяются из следующих технико-экономических показателей:

1) Цена завода изготовителя за одну ВЭУ ЦВЭУ, 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) Рекомендуемое количество ВЭУ, *n*. Выбирается исходя из предложений параграфа 4.1.

3) Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. Определяется по формуле (4.1).

4) Налог на добавленную стоимость НДС, руб. Определяется по формуле (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 ЗСТР1 определяются по формуле (4.3).

6) Таможенные платежи ЗТАМ, руб. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей определяется по формуле (4.4).

7) Доставка оборудования ЗДОСТ, руб. 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 кранов населенного пункта. Для рассмотренных ВЭУ доставка до портов севера Красноярского края будет составлять около 18 000 евро (720 000 руб.) за 1 ВЭУ (30-100 кВт). Затраты на доставку ВЭУ для строительства ветропарка будут определяться по формуле (4.5).

8) Поскольку данные ВЭУ изначально планируются для строительства ветропарка для электроснабжения поселка, требуется создание необходимой проектной документации. Затраты на проектные работы ЗПР определяются по формуле (4.6).

9) Затраты на строительство фундамента ЗФ, руб., определяются по формуле (4.7).

10) Затраты на строительно-монтажные работы ЗСМР определяются по формуле (4.8).

11) Затраты на страховку при проведении СМР, ЗСТР2определяются по формуле (4.9).

13) Закупка специального оборудования для обслуживания ВЭС, ЗСО, руб. Для обслуживания ветропарков из ВЭУ малой мощности не требуется больших затрат на закупку спецтехники. Рекомендуется использовать среднее значение данной статьи затрат в размере 1 млн. руб.

14) Дополнительные затраты и риски ЗДОП, руб. Принято экспертное решение усреднить значение статьи затрат «Риски» для ветропарков средней и большой мощности в размере 7,5 млн. руб.

16) Капитальные (приведенные) затраты К3, руб. на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью 30-100 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.27) |

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка на базе ВЭУ малой мощности 30-100 кВт.

## 4.2.6 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью 30-100 кВт

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 параграфе 1.4 и формулы (1.41).

3) Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл, определяется по формуле (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 ИЭК, 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 учитывается. Издержки будут состоять из затрат на расходные материалы для ВЭУ. Размеры ежегодных издержек на различные типы в ВЭУ представлены в таблице 4.3. Приведенные в таблице 4.2 объемы затрат соответствуют затратам на 1 ВЭУ. Объем затрат на расходные материалы прямо пропорционален количеству ВЭУ.

Таблица 4.3 – Затраты на расходные материалы для различных типов ВЭУ малой мощности.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Тип ВЭУ | Стоимость расходных материалов ЗРАСХ, руб./год |
| 1 | Nordwind NW17-60 | 400 000 |
| 2 | Hummer H12-50000W | 300 000 |
| 3 | Endurance E-3120 | 480 000 |
| 4 | Муссон-30 | 130 000 |
| 5 | ВЭУ-30 | 30 000 |

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 ЗДР в размере 300 000 руб./год на весь рассматриваемый ветропарк. Тогда, ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС будут определяться по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.26) |

6) Себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией СВЭС, руб./кВт\*ч, определяется по формуле (4.14).

7) Объем «вытесненного» дизельного топлива *V*, л, определяется по формуле (4.15).

8) Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, ЦДТ, руб./л, определяется по формуле (4.16).

9) Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, ЗДТ, руб., определяется по формуле (4.17).

10) Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, КУ, о.е. Данный коэффициент показывает, насколько данная установка эффективна в конкретных условиях ветроэнергетического потенциала и определяется с помощью формулы (1.42).

11) Удельная выработка электрической энергии ВЭУ *W*УД, кВт\*ч/кВт, определяется по формуле (4.14).

12) Удельные затраты на строительство ВЭС ЗУД, руб./кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС из ветрогенераторов конкретного производителя. ЗУД определяется по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.27) |

13) Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветро-дизельной системы Скомб, руб./кВт\*ч, определяется по формуле (4.19).

14) Коммерческая наценка Н, руб., определяется по формуле (4.20).

15) Срок окупаемости ВЭС ТОК, лет. ТОК определяется по уточненной формуле (4.21). Расчет NPV и IRR производятся по формулам (4.22-4.23).

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в разделе 5.

## 4.2.7 Методика определения капитальных затрат на строительство ВЭС из ВЭУ мощностью до 15 кВт

ВЭУ мощностью до 15 кВт перспективны для установки в населенных пунктах с децентрализованным электроснабжение частными лицами и коммерческими предприятиями для электроснабжения конкретного (частного) потребителя. Данные ВЭУ не работают на энергосистему поселка, а призваны накапливать выработанную электрическую энергию в аккумуляторных батареях. 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 своих владельцев.

Определение капитальных затрат на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью до 15 кВт определяется из следующих технико-экономических показателей:

1) Цена завода изготовителя за одну ВЭУ ЦВЭУ, 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-ти метровой мачты CT-S3T-1140S в размере 74 000 руб.

2) Рекомендуемое количество ВЭУ, *n*. В данном пункте рассматривается расчет производительности для 1 ВЭУ. Поскольку речь идет об электроснабжении отдельных объектов, заказчик (частное лицо), определив производительность 1 ВЭУ, может выбрать нужное ему количество ВЭУ.

3) Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. определяется по формуле (4.1) и в рассматриваемом случае равна стоимости 1 ВЭУ.

4) Налог на добавленную стоимость НДС, руб. определяется по формуле (4.2).

5) При транспортировке небольших грузов страховка, как правило, не производится (может производиться по желанию заказчика). Затраты на страховку ЗСТР1 для ВЭУ мощностью до 15 кВт определяются равными 0 руб.

6) Таможенные платежи ЗТАМ, руб. Таможенные платежи являются статьей расхода при покупке оборудования зарубежных производителей. Размер таможенных платежей определяется по формуле (4.4).

7) Доставка оборудования ЗДОСТ, руб. 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. Изучив наиболее вероятные возможности доставки, было принято решение определить размер затрат на доставку для ВЭУ мощностью до 15 кВт в размере 20% от стоимости ВЭУ:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.28) |

8) Для ВЭУ данного класса не требуются индивидуальные проекты, затраты на проектные работы ЗПР, следует принять их равным 0.

9) Даже для ВЭУ малой мощности в большинстве случаев приходится возводить небольшой бетонный фундамент, на который будет устанавливается мачта. Затраты на строительство фундамента ЗФ, руб., определяются по формуле (4.7).

10) Строительно-монтажные работы для ВЭУ данного класса могут проходить с привлечением дополнительной техники (трактора или квадроцикла) и выездом специалистов. Затраты на строительно-монтажные работы ЗСМР определяются по формуле (4.8).

11) Страховка при проведении СМР ВЭУ малой мощности, как правило, не производится. Технология СМР у ВЭУ данного класса мощности на много проще, чем у более мощных ВЭУ. Затраты на страховку при проведении СМР ЗСТР2следует считать равным 0.

13) Закупки специального оборудования для обслуживания ВЭС не требуется и ЗСО принимается равным 0.

14) Дополнительные затраты и риски ЗДОП для ВЭУ данного класса мощности маловероятны, т. к. завод-изготовитель поставляет необходимое оборудование по типовой проработанной схеме. ЗДОП принимаются равным 0.

15)Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, 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. Предлагается рассматривать ЗАБ в размере 80% от стоимости ВЭУ, как наиболее вероятный вариант стоимости состава дополнительного оборудования:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.29) |

16) Капитальные (приведенные) затраты К4, руб., на строительство ветропарков из ВЭУ мощностью до 15 кВт определяются как сумма вышеперечисленных затрат:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.30) |

Капитальные затраты являются показателем, определяющим объем инвестиций, необходимый для строительства ветропарка на базе ВЭУ малой и очень малой мощности до 15 кВт.

## 4.2.8 Методика определения технико-экономических показателей ВЭС из ВЭУ мощностью 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 параграфе 1.4 и формулы (1.41).

3) Ежегодная выработка тепловой энергии ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл, определяется по формуле (4.11).

4) Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч., *W*ВЭС, определяется по формуле (4.12) и в данном параметре дублирует выработку 1 ВЭУ.

5) Ежегодные издержки на эксплуатацию и обслуживание ВЭС ИЭК, 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 в ВЭУ представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Затраты на расходные материалы для различных типов ВЭУ малой мощности.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Тип ВЭУ | Стоимость расходных материалов ЗРАСХ, руб./год |
| 1 | ТЭМЗ | 21 000 |
| 2 | Сапсан-1000 | 4 500 |
| 3 | Сапсан-5000 | 9 570 |
| 4 | ВЭУ 3 (6) | 9 670 |
| 5 | S-343 5 kW | 12 000 |
| 6 | Hummer H4.6-3000W | 10 500 |

Приведенные в таблице 4.2 затраты соответствуют затратам на 1 установленную ВЭУ. Объем затрат на расходные материалы прямо пропорционален количеству ВЭУ.

6) Себестоимость электрической энергии, производимой ветроэлектрической станцией СВЭС, руб./кВт\*ч, определяется по формуле (4.14).

7) Объем «вытесненного» дизельного топлива *V*, л, определяется по формуле (4.15).

8) Стоимость дизельного топлива в конкретных населенных пунктах с учетом доставки и хранения топлива, ЦДТ, руб./л, определяется по формуле (4.16).

9) Денежный эквивалент «вытесненному» дизельному топливу, ЗДТ, руб., определяется по формуле (4.17).

10) Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ, КУ, о.е., показывает, насколько данная установка эффективна в конкретных условиях ветроэнергетического потенциала и определяется с помощью формулы (1.42).

11) Удельная выработка электрической энергии ВЭУ *W*УД, кВт\*ч/кВт, определяется по формуле (4.14).

12) Удельные затраты на строительство ВЭС ЗУД, руб./кВт. Удельные затраты на строительство показывают объем денежных средств, затрачиваемый на строительство 1 кВт установленной мощности ВЭС из ветрогенераторов конкретного производителя. ЗУД определяются по формуле:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | , | (4.31) |

13) Себестоимость электрической энергии от комбинированной ветро-дизельной системы Скомб, руб./кВт\*ч, определяется по формуле (4.19).

14) Рентабельность ВЭУ Н, в данном случае не определяется, т.к. владелец ВЭУ не продает электрическую энергию, а направляет на собственные нужды.

15) Срок окупаемости ВЭС ТОК, лет. ТОК определяется по уточненной формуле (4.24).

Расчет NPV и IRR для ВЭУ малой и очень малой мощности не производится по следующим причинам:

- данный тип ВЭУ не представляет интерес для потенциальных инвесторов, а только для частных лиц;

- владелец ВЭУ самостоятельно определяет режим работы ВЭУ, который может существенно отличаться от расчетного (например, сезонность использования ВЭУ, в то время, как промышленные ВЭУ функционируют круглогодично);

- данное направление развития ветроэнергетики практически не влияет на энергобаланс края, а предназначено для узкого круга частных лиц.

Расчеты капитальных затрат на строительство ветропарков и технико-экономических показателей, проведенных на основании приведенного алгоритма, представлены в разделе 5.

## Выводы к разделу 4

1. Произведен выбор вариантов состава и установленной мощности ветроэнергетических установок в составе ветродизельных комплексов 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-экономические показатели для рекомендуемого состава ВЭС, состоящих из ВЭУ мощностью от 1 до 1500 кВт.

# РАЗДЕЛ 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ В РАЗРЕЗЕ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ КРАСНОЯСРКОГО КРАЯ

## 5.1 Алгоритм проведения технико-экономической оценки

Произведен расчет ТЭО возможностей ветроэнергетических установок современных производителей в климатических условиях населенных пунктов Красноярского края. ТЭО произведена для населенных пунктов, где имеется энергодефицит (основной источник электрической энергии – ДЭС) и высокий ветроэнергетический потенциал. Преимущественно такие населенные пункты расположены на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района. ТЭО произведена для ВЭУ различных производителей, работающих в комбинированной ветро-дизельной системе электроснабжения совместно с существующими ДЭС.

В основу технико-экономической оценки положен алгоритм, представленный в разделе 4. В зависимости от класса мощности ВЭУ производится оценка различных параметров ТЭО. Данные о стоимости ВЭУ и объемах затрат на покупку запасных частей и расходных материалов получены из переписки с представителями компаний (данный вопрос подобно рассмотрен в разделе 3). Все цены на ВЭУ являются действительными ценами на конец 2012, начало 2013 годов. Все расчеты экономической эффективности и срока окупаемости произведены в ценах начала 2013 года.

В ТЭО приведена следующая информация:

–название населенного пункта с указанием его месторасположения на карте ВЭП;

–фотоснимок населенного пункта со спутника;

–географические координаты поселка;

–среднегодовая скорость ветра;

–существующий тариф на электрическую энергию;

–список рассматриваемого ветроэнергетического оборудования разных производителей и разного класса мощности;

–в таблицах приведен расчет капитальных затрат на строительство ВЭУ и определение основных технико-экономических показателей;

Приведены гистограммы, позволяющие визуально отследить наиболее важные технико-экономические показатели:

–удельные затраты на строительство;

–себестоимость электрической энергии;

–срок окупаемости.

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 доллар. Отпускной тариф на электрическую энергию принимался равным отпускному тарифу на начало 2013 года.

## 5.2 Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район

## 5.2.1 Пос. Волочанка

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.1 – Расположение поселка Волочанка  на карте ВЭП | Рисунок 5.2 – Фотоснимок поселкаВолочанка со спутника |

–Географические координаты поселка: 70°58'38"С.Ш. 94°32'39"В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 3,9 м/с (Метеостанция № 26 Волочанка);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 36,31 руб./кВт\*ч. Потребление поселка на 2012 год – 1077,8 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭСи ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.3 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.1 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ*n*, шт. | 5 | 9 | 4 | 16 | 16 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭСЦВЭС, руб. | 45 000 000 | 58 414 500 | 38 400 000 | 36 000 000 | 68 320 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 8 100 000 | 10 514 610 | 6 912 000 | 6 480 000 | 12 297 600 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| СтраховкаЗСТР1, руб. | 1 350 000 | 1 752 435 | 1 152 000 | 1 080 000 | 2 049 600 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 2 250 000 | 2 920 725 | 1 920 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 3 600 000 | 6 480 000 | 2 880 000 | 11 520 000 | 9 600 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 4 500 000 | 5 841 450 | 3 840 000 | 3 600 000 | 34 160 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 3 150 000 | 4 089 015 | 2 688 000 | 2 520 000 | 4 782 400 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 4 500 000 | 5 841 450 | 3 840 000 | 3 600 000 | 6 832 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%,ЗСТР2, руб | 900 000 | 1 168 290 | 768 000 | 720 000 | 1 366 400 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭПЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 83 850 000 | 107 522 475 | 72 900 000 | 76 020 000 | 149 908 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.2 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 156,0 | 79,4 | 159,1 | 46,8 | 46,0 | 11,2 | 9,5 | 11,7 | 5,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 134,2 | 68,3 | 136,9 | 40,3 | 39,6 | 9,6 | 8,2 | 10,1 | 5,0 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 780,1 | 714,3 | 636,6 | 749,3 | 736,0 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 2 300,0 | 3 000,0 | 2 220,0 | 2 380,0 | 780,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,25 | 11,73 | 8,07 | 8,04 | 11,24 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 234 030 | 214 302 | 190 969 | 224 799 | 220 794 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 69,65 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 16 300 | 14 926 | 13 301 | 15 657 | 15 378 | 451 | 320 | 385 | 195 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,297 | 0,181 | 0,363 | 0,178 | 0,175 | 0,085 | 0,218 | 0,248 | 0,220 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 2 600 | 1 587 | 3 183 | 1 561 | 1 533 | 748 | 1 905 | 2 343 | 1 929 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 279 500 | 238 939 | 364 500 | 607 500 | 312 308 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.2 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт\*ч | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч | 15,28 | 20,02 | 19,63 | 16,66 | 19,19 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 4 534,29 | 3 512,31 | 3 595,53 | 4 236,65 | 3 689,60 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 6,16 | 7,65 | 5,07 | 4,49 | 10,16 | 2,42 | 1,54 | 1,54 | 2,72 |
| NPV, млн. руб. | 412,35 | 334,16 | 326,21 | 396,81 | 353,39 | - | - | - | - |
| IRR, % | 57% | 45% | 54% | 59% | 40% | - | - | - | - |

|  |
| --- |
|  |
| 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 |

## 5.2.2 Пос. Воронцово

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.8 – Расположение поселка Воронцовона карте ВЭП | Рисунок 5.9 – Фотоснимок поселка Воронцова со спутника |

–Географические координаты поселка: 71°41′48″ С.Ш. 83°33′21″В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 7,1 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 28 Караул и Толстый Нос);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 21,15 руб./кВт\*ч.Потребление поселка на 2012 год – 896,84 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.10 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.3 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 2 | 3 | 2 | 5 | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 18 000 000 | 19 471 500 | 19 200 000 | 11 250 000 | 21 350 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 3 240 000 | 3 504 870 | 3 456 000 | 2 025 000 | 3 843 000 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 540 000 | 584 145 | 576 000 | 337 500 | 640 500 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 900 000 | 973 575 | 960 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 1 440 000 | 2 160 000 | 1 440 000 | 3 600 000 | 3 000 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 1 800 000 | 1 947 150 | 1 920 000 | 1 125 000 | 10 675 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 260 000 | 1 363 005 | 1 344 000 | 787 500 | 1 494 500 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 1 800 000 | 1 947 150 | 1 920 000 | 1 125 000 | 2 135 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 360 000 | 389 430 | 384 000 | 225 000 | 427 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 39 840 000 | 42 840 825 | 41 700 000 | 30 975 000 | 54 065 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.4 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 299,6 | 181,1 | 272,8 | 116,3 | 116,4 | 37,5 | 21,0 | 24,8 | 13,3 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 257,7 | 155,7 | 234,6 | 100,0 | 100,1 | 32,3 | 18,0 | 21,3 | 11,4 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 599,2 | 543,2 | 545,6 | 581,5 | 582,2 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 100,0 | 1 200,0 | 1 260,0 | 950,0 | 450,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 4,50 | 6,15 | 5,37 | 5,22 | 5,42 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 179 771 | 162 954 | 163 669 | 174 446 | 174 656 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 44,92 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 8 075 | 7 320 | 7 352 | 7 836 | 7 846 | 291 | 206 | 248 | 126 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,570 | 0,413 | 0,623 | 0,443 | 0,443 | 0,286 | 0,479 | 0,524 | 0,506 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 4 994 | 3 621 | 5 456 | 3 877 | 3 881 | 2 501 | 4 194 | 4 957 | 4 432 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 332 000 | 285 606 | 417 000 | 695 000 | 360 433 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.4 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343  5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 10,02 | 12,07 | 11,55 | 10,82 | 10,94 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1 996,05 | 1 629,24 | 1 722,13 | 1 852,69 | 1 832,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 6,65 | 8,76 | 8,07 | 5,57 | 9,84 | 5,82 | 3,63 | 3,53 | 6,65 |
| NPV, млн. руб. | 423,75 | 251,00 | 251,73 | 291,01 | 285,36 | - | - | - | - |
| IRR, % | 55% | 48% | 49% | 64% | 46% | - | - | - | - |

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 5.11 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС |

Рисунок 5.12 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.13 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.14 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.3 Пос. Диксон

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.15 – Расположение пос.  Диксон на карте ВЭП | Рисунок 5.16 – 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 года): 24,21 руб./кВт\*ч.Потребление поселка на 2012 год – 4530,69 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой или средней мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| http://www.vergnet.com/images/choix-technologiques.jpg | | 05 | | http://www.progressiveengineer.com/pewebbackissues2003/peweb%2038%20may%2003-2/38photos/NPS1.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | |
| Vergnet GEV R MP275 | | Nordwind  NW24-180 HY-D | | Nothern Power 100 | | Endurance E-3120 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg | | http://img.alibaba.com/photo/634736318/China_HUMMER_H4_6_3kw_chinese_skystream_wind_turbine.jpg |
| ВЭУ-30 | ВЭУ ТЭМЗ | | Сапсан-5000 | | ВЭУ 3 (6) | | Hummer  H4.6-3000W |

Рисунок 5.17 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

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 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 25 000 000 | 20 000 000 | 14 400 000 | 9 600 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 501 000 | 274 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 3 | 4 | 10 | 11 | 25 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 75 000 000 | 80 000 000 | 144 000 000 | 105 600 000 | 106 750 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 149 000 |
| НДС (18%), руб. | 13 500 000 | 14 400 000 | 25 920 000 | 19 008 000 | 19 215 000 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 26 820 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 2 250 000 | 2 400 000 | 4 320 000 | 3 168 000 | 3 202 500 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 3 750 000 | 4 000 000 | 7 200 000 | 5 280 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 450 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 3 600 000 | 4 800 000 | 12 000 000 | 7 920 000 | 15 000 000 | 140 000 | 78 600 | 100 200 | 54 800 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 7 500 000 | 8 000 000 | 14 400 000 | 10 560 000 | 53 375 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 5 250 000 | 5 600 000 | 10 080 000 | 7 392 000 | 7 472 500 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 10 430 |
| СМР ЗСМР, руб | 7 500 000 | 8 000 000 | 14 400 000 | 10 560 000 | 10 675 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 14 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 1 500 000 | 1 600 000 | 2 880 000 | 2 112 000 | 2 135 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 119 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 142 850 000 | 152 800 000 | 258 200 000 | 194 600 000 | 240 825 000 | 1 645 000 | 764 450 | 786 050 | 382 600 |

Таблица 5.6 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Vergnet GEV R MP275 | Nordwind NW24-180 HY-D | Northen Power 100 | Endurance E-3120 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 1 105,6 | 859,8 | 347,2 | 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 | 298,6 | 240,4 | 106,7 | 35,3 | 18,8 | 12,1 | 11,1 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 3 316,7 | 3 439,2 | 3 472,3 | 3 074,6 | 3 101,7 | 41,1 | 21,9 | 14,1 | 12,9 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 7 870,2 | 7 120,2 | 13 020,2 | 8 800,2 | 3 250,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 4,53 | 3,85 | 6,72 | 6,03 | 4,93 | 2,51 | 2,77 | 3,47 | 2,80 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 995 018 | 1 031 773 | 1 041 690 | 922 369 | 930 509 | 12 322 | 6 563 | 4 237 | 3 862 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 46,40 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 46 169 | 47 874 | 48 334 | 42 798 | 43 176 | 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. | 4 020 | 4 777 | 2 894 | 5 590 | 4 136 | 2 738 | 4 375 | 4 708 | 4 291 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 173 152 | 212 222 | 215 167 | 353 818 | 321 100 | 109 667 | 152 890 | 262 017 | 127 533 |

Продолжение таблицы 5.6 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Vergnet GEV R MP275 | Nordwind NW24-180 HY-D | Northen Power 100 | Endurance E-3120 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 9,80 | 8,75 | 10,81 | 11,87 | 11,01 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 13 057,06 | 14 006,39 | 12 143,24 | 11 181,01 | 11 960,17 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 2,74 | 2,73 | 5,32 | 4,35 | 5,03 | 1,85 | 1,63 | 2,68 | 1,39 |
| NPV, млн. руб. | 1 904,91 | 2 000,36 | 1 765,86 | 1 669,64 | 1 803,32 | - | - | - | - |
| IRR, % | 81% | 80% | 53% | 60% | 56% | - | - | - | - |

Рисунок 5.18 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.19 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.20 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.21 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.4 Пос. Жданиха

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.22 – Расположение поселка Жданиха на карте ВЭП | Рисунок 5.23 – Фотоснимок поселкаЖданиха  со спутника |

–Географические координаты поселка: 72°10'19"С.Ш. 102°51'58"В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 4,8 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 24 Хатанга);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 32,38 руб./кВт\*ч.Потребление поселка на 2012 год – 458,33 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.24 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.7 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 2 | 3 | 2 | 5 | 5 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 18 000 000 | 19 471 500 | 19 200 000 | 11 250 000 | 21 350 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 3 240 000 | 3 504 870 | 3 456 000 | 2 025 000 | 3 843 000 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 540 000 | 584 145 | 576 000 | 337 500 | 640 500 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 900 000 | 973 575 | 960 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 1 440 000 | 2 160 000 | 1 440 000 | 3 600 000 | 3 000 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 1 800 000 | 1 947 150 | 1 920 000 | 1 125 000 | 10 675 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 260 000 | 1 363 005 | 1 344 000 | 787 500 | 1 494 500 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 1 800 000 | 1 947 150 | 1 920 000 | 1 125 000 | 2 135 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 360 000 | 389 430 | 384 000 | 225 000 | 427 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 39 840 000 | 42 840 825 | 41 700 000 | 30 975 000 | 54 065 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.8 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 191,0 | 102,8 | 188,9 | 61,4 | 60,1 | 15,5 | 12,1 | 14,8 | 7,4 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 164,2 | 88,4 | 162,5 | 52,8 | 51,7 | 13,4 | 10,4 | 12,7 | 6,3 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 381,9 | 308,3 | 377,8 | 306,9 | 300,7 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 100,0 | 1 200,0 | 1 260,0 | 950,0 | 450,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,05 | 10,84 | 7,75 | 9,89 | 10,49 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 114 582 | 92 489 | 113 354 | 92 060 | 90 204 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 52,20 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 5 981 | 4 828 | 5 917 | 4 806 | 4 709 | 338 | 240 | 289 | 146 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,363 | 0,235 | 0,431 | 0,234 | 0,229 | 0,118 | 0,277 | 0,312 | 0,281 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 3 183 | 2 055 | 3 778 | 2 046 | 2 005 | 1 035 | 2 427 | 2 954 | 2 458 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 332 000 | 285 606 | 417 000 | 695 000 | 360 433 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.8 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 11,27 | 17,89 | 12,07 | 17,32 | 18,02 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1 934,72 | 1 328,12 | 1 861,34 | 1 380,27 | 1 316,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 6,86 | 10,75 | 7,47 | 7,48 | 13,69 | 3,45 | 2,20 | 2,18 | 3,89 |
| NPV, млн. руб. | 423,75 | 251,00 | 251,73 | 291,01 | 285,36 | - | - | - | - |
| IRR, % | 55% | 48% | 49% | 64% | 46% | - | - | - | - |

Рисунок 5.25 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.26 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.27 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.28 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.5 Пос. Караул

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.29 – Расположение пос.  Караул на карте ВЭП | Рисунок 5.30 – Фотоснимок поселка Караул со спутника |

–Географические координаты поселка: [70°04′20″ С. Ш.83°11′00″ В. Д.](http://toolserver.org/~geohack/geohack.php?language=ru&pagename=%D0%9A%D0%B0%D1%80%D0%B0%D1%83%D0%BB_(%D0%9A%D1%80%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%BE%D1%8F%D1%80%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D0%BA%D1%80%D0%B0%D0%B9)&params=70.072222232222_N_83.183333343333_E__scale:10000)

–Среднегодовая скорость ветра: 7,1 м/с (Метеостанция № 28 Караул и Толстый Нос);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 21,15 руб./кВт\*ч.Потребление поселка на 2012 год – 3390,76 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой и средней мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| http://www.vergnet.com/images/choix-technologiques.jpg | | 05 | | http://www.progressiveengineer.com/pewebbackissues2003/peweb%2038%20may%2003-2/38photos/NPS1.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | |
| Vergnet GEV R MP275 | | Nordwind  NW24-180 HY-D | | Northern Power 100 | | Endurance E-3120 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg | | http://img.alibaba.com/photo/634736318/China_HUMMER_H4_6_3kw_chinese_skystream_wind_turbine.jpg |
| ВЭУ-30 | ВЭУ ТЭМЗ | | Сапсан-5000 | | ВЭУ 3 (6) | | Hummer  H4.6-3000W |

Рисунок 5.31 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.9 – 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 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 25 000 000 | 20 000 000 | 14 400 000 | 9 600 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 501 000 | 274 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 2 | 3 | 7 | 8 | 19 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 50 000 000 | 60 000 000 | 100 800 000 | 76 800 000 | 81 130 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 149 000 |
| НДС (18%), руб. | 9 000 000 | 10 800 000 | 18 144 000 | 13 824 000 | 14 603 400 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 26 820 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 1 500 000 | 1 800 000 | 3 024 000 | 2 304 000 | 2 433 900 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 2 500 000 | 3 000 000 | 5 040 000 | 3 840 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 450 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 2 400 000 | 3 600 000 | 8 400 000 | 5 760 000 | 11 400 000 | 140 000 | 78 600 | 100 200 | 54 800 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 5 000 000 | 6 000 000 | 10 080 000 | 7 680 000 | 40 565 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 3 500 000 | 4 200 000 | 7 056 000 | 5 376 000 | 5 679 100 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 10 430 |
| СМР ЗСМР, руб | 5 000 000 | 6 000 000 | 10 080 000 | 7 680 000 | 8 113 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 14 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 1 000 000 | 1 200 000 | 2 016 000 | 1 536 000 | 1 622 600 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 119 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 102 900 000 | 120 600 000 | 187 640 000 | 147 800 000 | 188 547 000 | 1 645 000 | 764 450 | 786 050 | 382 600 |

Таблица 5.10 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Vergnet GEV R MP275 | Nordwind NW24-180 HY-D | Northen Power 100 | Endurance E-3120 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 1 105,6 | 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 |
| 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 ИЭК, 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 СВЭС, 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 ЦДТ, руб./л. | 44,46 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 29 492 | 34 404 | 30 603 | 29 824 | 31 442 | 548 | 292 | 188 | 172 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*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 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 187 091 | 223 333 | 223 381 | 369 500 | 330 784 | 109 667 | 152 890 | 262 017 | 127 533 |

Продолжение таблицы 5.10 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Vergnet GEV R MP275 | Nordwind NW24-180 HY-D | Northen Power 100 | Endurance E-3120 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 10,77 | 8,32 | 12,05 | 11,55 | 9,96 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (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 ТОК, лет | 3,65 | 3,46 | 7,60 | 5,68 | 6,21 | 2,15 | 1,90 | 3,15 | 1,62 |
| NPV, млн. руб. | 1 040,88 | 1 249,26 | 911,43 | 990,19 | 719,61 | - | - | - | - |
| IRR, % | 67% | 68% | 44% | 52% | 50% | - | - | - | - |

Рисунок 5.32 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.33 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.34 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.35 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.6 Село Катырык

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.36 – Расположение села  Катырык на карте ВЭП | Рисунок 5.37 – Фотоснимок села Катырык  со спутника |

–Географические координаты села:71°16'32"С.Ш. 99°23'23"В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 3,9 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 26 Волочанка);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 32,38 руб./кВт\*ч. Потребление села на 2012 год – 545,48 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.38– Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.11 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 2 | 5 | 2 | 8 | 8 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 18 000 000 | 32 452 500 | 19 200 000 | 18 000 000 | 34 160 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 3 240 000 | 5 841 450 | 3 456 000 | 3 240 000 | 6 148 800 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 540 000 | 973 575 | 576 000 | 540 000 | 1 024 800 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 900 000 | 1 622 625 | 960 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 1 440 000 | 3 600 000 | 1 440 000 | 5 760 000 | 4 800 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 1 800 000 | 3 245 250 | 1 920 000 | 1 800 000 | 17 080 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 260 000 | 2 271 675 | 1 344 000 | 1 260 000 | 2 391 200 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 1 800 000 | 3 245 250 | 1 920 000 | 1 800 000 | 3 416 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 360 000 | 649 050 | 384 000 | 360 000 | 683 200 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 39 840 000 | 64 401 375 | 41 700 000 | 43 260 000 | 80 204 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.12 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 156,0 | 79,4 | 159,1 | 46,8 | 46,0 | 11,2 | 9,5 | 11,7 | 5,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 134,2 | 68,3 | 136,9 | 40,3 | 39,6 | 9,6 | 8,2 | 10,1 | 5,0 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 312,0 | 396,9 | 318,3 | 374,7 | 368,0 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 100,0 | 1 800,0 | 1 260,0 | 1 340,0 | 540,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 8,63 | 12,65 | 9,20 | 9,14 | 12,37 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 93 612 | 119 057 | 95 485 | 112 400 | 110 397 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 57,63 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 5 395 | 6 861 | 5 503 | 6 478 | 6 362 | 373 | 265 | 319 | 161 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,297 | 0,181 | 0,363 | 0,178 | 0,175 | 0,085 | 0,218 | 0,248 | 0,220 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 2 600 | 1 587 | 3 183 | 1 561 | 1 533 | 748 | 1 905 | 2 343 | 1 929 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 332 000 | 257 606 | 417 000 | 695 000 | 334 183 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.12 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 18,80 | 18,03 | 18,85 | 16,42 | 18,88 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1 482,05 | 1 566,02 | 1 475,59 | 1 741,34 | 1 473,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 8,96 | 13,71 | 9,42 | 8,28 | 18,15 | 3,45 | 2,20 | 2,18 | 3,89 |
| NPV, млн. руб. | 423,75 | 251,00 | 251,73 | 291,01 | 285,36 | - | - | - | - |
| IRR, % | 55% | 48% | 49% | 64% | 46% | - | - | - | - |

Рисунок 5.39 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.40 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.41 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.42 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.7 Село Каяк

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.43 – Расположение села Каяк на карте ВЭП | Рисунок 5.44 – Фотоснимок селаКаяк со спутника |

–Географические координаты села:71°51'08"С.Ш. 103°23'01"В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 6,9 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 27 Кресты Таймырские);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 21,15 руб./кВт\*ч.Потребление села на 2012 год – 1007,25 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой и средней мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| http://www.vergnet.com/images/choix-technologiques.jpg | | 05 | | http://www.progressiveengineer.com/pewebbackissues2003/peweb%2038%20may%2003-2/38photos/NPS1.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | |
| Vergnet GEV R MP275 | | Nordwind  NW24-180 HY-D | | Nothern Power 100 | | Endurance E-3120 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg | | http://img.alibaba.com/photo/634736318/China_HUMMER_H4_6_3kw_chinese_skystream_wind_turbine.jpg |
| ВЭУ-30 | ВЭУ ТЭМЗ | | Сапсан-5000 | | ВЭУ 3 (6) | | Hummer  H4.6-3000W |

Рисунок 5.45 – Модельный ряд ВЭУ

Таблица 5.13 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | 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 |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 25 000 000 | 20 000 000 | 14 400 000 | 9 600 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 501 000 | 274 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 1 | 2 | 2 | 4 | 11 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 25 000 000 | 40 000 000 | 28 800 000 | 38 400 000 | 46 970 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 149 000 |
| НДС (18%), руб. | 4 500 000 | 7 200 000 | 5 184 000 | 6 912 000 | 8 454 600 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 26 820 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 750 000 | 1 200 000 | 864 000 | 1 152 000 | 1 409 100 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 1 250 000 | 2 000 000 | 1 440 000 | 1 920 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 450 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 1 200 000 | 2 400 000 | 2 400 000 | 2 880 000 | 6 600 000 | 140 000 | 78 600 | 100 200 | 54 800 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 2 500 000 | 4 000 000 | 2 880 000 | 3 840 000 | 23 485 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 750 000 | 2 800 000 | 2 016 000 | 2 688 000 | 3 287 900 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 10 430 |
| СМР ЗСМР, руб | 2 500 000 | 4 000 000 | 2 880 000 | 3 840 000 | 4 697 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 14 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 500 000 | 800 000 | 576 000 | 768 000 | 939 400 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 119 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 62 950 000 | 88 400 000 | 70 040 000 | 85 400 000 | 118 843 000 | 1 645 000 | 764 450 | 786 050 | 382 600 |

Таблица 5.14 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | 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 |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 625,9 | 459,6 | 312,6 | 188,9 | 60,1 | 15,5 | 12,1 | 7,4 | 6,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 538,3 | 395,3 | 268,9 | 162,5 | 51,7 | 13,4 | 10,4 | 6,3 | 5,9 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 625,9 | 919,2 | 625,3 | 755,7 | 661,5 | 15,5 | 12,1 | 7,4 | 6,8 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 4 970,2 | 5 320,2 | 5 420,2 | 5 440,2 | 1 430,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 12,97 | 9,63 | 13,15 | 12,85 | 11,14 | 6,65 | 4,99 | 6,64 | 5,28 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 187 765 | 275 763 | 187 588 | 226 709 | 198 449 | 4 658 | 3 640 | 2 212 | 2 047 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 53,80 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 10 102 | 14 836 | 10 092 | 12 197 | 10 677 | 251 | 196 | 119 | 110 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,260 | 0,291 | 0,357 | 0,431 | 0,229 | 0,118 | 0,277 | 0,281 | 0,260 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 2 276 | 2 553 | 2 605 | 3 778 | 2 005 | 1 035 | 2 427 | 2 458 | 2 274 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 228 909 | 245 556 | 291 833 | 427 000 | 360 130 | 109 667 | 152 890 | 262 017 | 127 533 |

Продолжение таблицы 5.14 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения 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 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 20,32 | 11,62 | 20,44 | 17,73 | 18,43 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2 429,70 | 4 181,56 | 2 405,05 | 2 951,85 | 2 809,43 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 6,48 | 5,29 | 7,28 | 7,23 | 10,58 | 4,12 | 2,30 | 4,14 | 2,07 |
| NPV, млн. руб. | 176,89 | 318,74 | 157,76 | 221,11 | 248,56 | - | - | - | - |
| IRR, % | 34% | 38% | 31% | 33% | 30% | - | - | - | - |

Рисунок 5.46 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.47 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.48 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.49 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.8 Село Кресты

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.50 – Расположение села  Кресты на карте ВЭП | Рисунок 5.51 – Фотоснимок села Кресты  со спутника |

–Географические координаты села:

–Среднегодовая скорость ветра: 6,9 м/с (Метеостанция №27 Кресты Таймырские);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 32,38 руб./кВт\*ч.Потребление села на 2012 год – 325 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.52 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.15 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 4 500 000 | 8 540 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 1 620 000 | 1 168 290 | 1 728 000 | 810 000 | 1 537 200 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 270 000 | 194 715 | 288 000 | 135 000 | 256 200 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 450 000 | 324 525 | 480 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 720 000 | 720 000 | 720 000 | 1 440 000 | 1 200 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 900 000 | 649 050 | 960 000 | 450 000 | 4 270 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 630 000 | 454 335 | 672 000 | 315 000 | 597 800 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 900 000 | 649 050 | 960 000 | 450 000 | 854 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 180 000 | 129 810 | 192 000 | 90 000 | 170 800 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 25 170 000 | 21 280 275 | 26 100 000 | 18 690 000 | 27 926 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.16 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 288,9 | 173,0 | 263,9 | 111,4 | 111,8 | 35,9 | 20,1 | 23,8 | 12,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 248,4 | 148,8 | 227,0 | 95,8 | 96,2 | 30,9 | 17,3 | 20,5 | 11,0 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 288,9 | 173,0 | 263,9 | 222,8 | 223,7 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 700,0 | 600,0 | 780,0 | 560,0 | 360,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 5,91 | 9,62 | 6,91 | 8,37 | 7,85 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 86 665 | 51 892 | 79 174 | 66 841 | 67 109 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 52,20 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 4 524 | 2 709 | 4 133 | 3 489 | 3 503 | 338 | 240 | 289 | 146 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,550 | 0,395 | 0,603 | 0,424 | 0,426 | 0,274 | 0,459 | 0,504 | 0,489 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 4 815 | 3 459 | 5 278 | 3 713 | 3 728 | 2 396 | 4 021 | 4 764 | 4 283 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 419 500 | 425 606 | 522 000 | 870 000 | 465 433 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.16 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 8,85 | 20,27 | 11,70 | 15,92 | 15,50 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1 529,44 | 787,37 | 1 344,29 | 1 069,86 | 1 097,39 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 5,49 | 9,01 | 6,47 | 5,82 | 8,48 | 3,45 | 2,20 | 2,18 | 3,89 |
| NPV, млн. руб. | 129,69 | 67,20 | 111,82 | 100,08 | 98,18 | - | - | - | - |
| IRR, % | 45% | 36% | 41% | 46% | 38% | - | - | - | - |

Рисунок 5.53 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.54 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.55 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.56 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.9 Поселок Левинские пески

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.57 – Расположение поселка Левинские пески на карте ВЭП | Рисунок 5.58 – Фотоснимок поселка Левинские пески со спутника |

–Географические координаты поселка: [69°28′12″](http://toolserver.org/~geohack/geohack.php?language=ru&pagename=%D0%9B%D0%B5%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5_%D0%9F%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8&params=69.47000001_N_86.007222232222_E__scale:100000)С.Ш. 86°00′26″В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 5,6 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 32 Дудинка);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 36,31 руб./кВт\*ч. Потребление поселка на 2012 год – 353,7 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.59 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.17 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 1 | 2 | 1 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 9 000 000 | 12 981 000 | 9 600 000 | 6 750 000 | 12 810 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 1 620 000 | 2 336 580 | 1 728 000 | 1 215 000 | 2 305 800 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 270 000 | 389 430 | 288 000 | 202 500 | 384 300 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 450 000 | 649 050 | 480 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 720 000 | 1 440 000 | 720 000 | 2 160 000 | 1 800 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 900 000 | 1 298 100 | 960 000 | 675 000 | 6 405 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 630 000 | 908 670 | 672 000 | 472 500 | 896 700 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 900 000 | 1 298 100 | 960 000 | 675 000 | 1 281 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 180 000 | 259 620 | 192 000 | 135 000 | 256 200 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 25 170 000 | 32 060 550 | 26 100 000 | 22 785 000 | 36 639 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.18 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 191,0 | 134,0 | 223,1 | 65,7 | 78,2 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 164,2 | 115,2 | 191,9 | 56,5 | 67,2 | 18,6 | 13,2 | 15,9 | 8,0 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 191,0 | 267,9 | 223,1 | 197,1 | 234,5 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 700,0 | 900,0 | 780,0 | 690,0 | 390,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 8,94 | 9,34 | 8,18 | 10,12 | 9,47 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 57 291 | 80 377 | 66 930 | 59 130 | 70 363 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 43,50 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 2 492 | 3 496 | 2 911 | 2 572 | 3 061 | 282 | 200 | 241 | 122 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,442 | 0,300 | 0,509 | 0,303 | 0,297 | 0,164 | 0,350 | 0,390 | 0,355 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 3 183 | 2 679 | 4 462 | 2 190 | 2 606 | 1 439 | 3 062 | 3 687 | 3 112 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 419 500 | 320 606 | 522 000 | 870 000 | 407 100 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.18 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 21,53 | 15,88 | 18,56 | 21,72 | 18,51 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1 045,46 | 1 445,06 | 1 255,36 | 1 032,34 | 1 258,86 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 8,03 | 5,55 | 5,20 | 5,52 | 7,28 | 2,42 | 1,54 | 1,54 | 2,72 |
| NPV, млн. руб. | 121,34 | 64,70 | 107,21 | 96,75 | 94,37 | - | - | - | - |
| IRR, % | 43% | 35% | 40% | 44% | 37% | - | - | - | - |

Рисунок 5.60 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.61 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.62 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.63 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.10 Село Новая

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.64 – Расположение села Новая  на карте ВЭП | Рисунок 5.65– Фотоснимок села со спутника |

–Географические координаты села:[71°74′85″](http://toolserver.org/~geohack/geohack.php?language=ru&pagename=%D0%9B%D0%B5%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B5_%D0%9F%D0%B5%D1%81%D0%BA%D0%B8&params=69.47000001_N_86.007222232222_E__scale:100000)С.Ш. 101°22′97″В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 3,9 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 26 Волочанка);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 32,38 руб./кВт\*ч. Потребление села на 2012 год – 546,5 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.66 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.19 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 3 | 5 | 2 | 8 | 8 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 27 000 000 | 32 452 500 | 19 200 000 | 18 000 000 | 34 160 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 4 860 000 | 5 841 450 | 3 456 000 | 3 240 000 | 6 148 800 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 810 000 | 973 575 | 576 000 | 540 000 | 1 024 800 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 1 350 000 | 1 622 625 | 960 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 2 160 000 | 3 600 000 | 1 440 000 | 5 760 000 | 4 800 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 2 700 000 | 3 245 250 | 1 920 000 | 1 800 000 | 17 080 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 890 000 | 2 271 675 | 1 344 000 | 1 260 000 | 2 391 200 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 2 700 000 | 3 245 250 | 1 920 000 | 1 800 000 | 3 416 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 540 000 | 649 050 | 384 000 | 360 000 | 683 200 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 54 510 000 | 64 401 375 | 41 700 000 | 43 260 000 | 80 204 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.20 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 156,0 | 79,4 | 159,1 | 46,8 | 46,0 | 11,2 | 9,5 | 11,7 | 5,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 134,2 | 68,3 | 136,9 | 40,3 | 39,6 | 9,6 | 8,2 | 10,1 | 5,0 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 468,1 | 396,9 | 318,3 | 374,7 | 368,0 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 500,0 | 1 200,0 | 1 260,0 | 1 340,0 | 540,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,86 | 11,14 | 9,20 | 9,14 | 12,37 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 140 418 | 119 057 | 95 485 | 112 400 | 110 397 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 52,43 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 7 362 | 6 242 | 5 006 | 5 893 | 5 788 | 340 | 241 | 290 | 147 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,297 | 0,181 | 0,363 | 0,178 | 0,175 | 0,085 | 0,218 | 0,248 | 0,220 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 2 600 | 1 587 | 3 183 | 1 561 | 1 533 | 748 | 1 905 | 2 343 | 1 929 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 302 833 | 257 606 | 417 000 | 695 000 | 334 183 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.20 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 11,38 | 16,95 | 18,88 | 16,45 | 18,90 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2 295,08 | 1 686,02 | 1 475,59 | 1 741,34 | 1 473,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 7,92 | 12,73 | 9,42 | 8,28 | 18,15 | 3,45 | 2,20 | 2,18 | 3,89 |
| NPV, млн. руб. | 335,22 | 270,43 | 217,19 | 264,75 | 248,96 | - | - | - | - |
| IRR, % | 50% | 41% | 45% | 50% | 36% | - | - | - | - |

Рисунок 5.67 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.68 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.69 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.70 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.11 Село Новорыбная

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.71 – Расположение села  Новорыбнаяна карте ВЭП | Рисунок 5.72 – Фотоснимок селаНоворыбная  со спутника |

–Географические координаты села:72°50'00'' С.Ш. 105°48'00'' В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 4,8 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 24 Хатанга);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 32,38 руб./кВт\*ч. Потребление села на 2012 год – 727,19 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.73 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.21 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 2 | 5 | 2 | 8 | 8 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 18 000 000 | 32 452 500 | 19 200 000 | 18 000 000 | 34 160 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 3 240 000 | 5 841 450 | 3 456 000 | 3 240 000 | 6 148 800 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 540 000 | 973 575 | 576 000 | 540 000 | 1 024 800 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 900 000 | 1 622 625 | 960 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 1 440 000 | 3 600 000 | 1 440 000 | 5 760 000 | 4 800 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 1 800 000 | 3 245 250 | 1 920 000 | 1 800 000 | 17 080 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 260 000 | 2 271 675 | 1 344 000 | 1 260 000 | 2 391 200 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 1 800 000 | 3 245 250 | 1 920 000 | 1 800 000 | 3 416 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 360 000 | 649 050 | 384 000 | 360 000 | 683 200 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 39 840 000 | 64 401 375 | 41 700 000 | 43 260 000 | 80 204 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.22 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 191,0 | 102,8 | 188,9 | 61,4 | 60,1 | 15,5 | 12,1 | 14,8 | 7,4 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 164,2 | 88,4 | 162,5 | 52,8 | 51,7 | 13,4 | 10,4 | 12,7 | 6,3 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 381,9 | 513,8 | 377,8 | 491,0 | 481,1 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 100,0 | 1 800,0 | 1 260,0 | 1 340,0 | 540,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,05 | 9,77 | 7,75 | 6,98 | 9,46 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 114 582 | 154 148 | 113 354 | 147 296 | 144 327 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 57,63 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 6 603 | 8 884 | 6 533 | 8 489 | 8 318 | 373 | 265 | 319 | 161 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,363 | 0,235 | 0,431 | 0,234 | 0,229 | 0,118 | 0,277 | 0,312 | 0,281 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 3 183 | 2 055 | 3 778 | 2 046 | 2 005 | 1 035 | 2 427 | 2 954 | 2 458 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 332 000 | 257 606 | 417 000 | 695 000 | 334 183 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.22 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 19,08 | 16,40 | 19,58 | 15,23 | 17,22 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1 934,72 | 2 323,53 | 1 861,34 | 2 494,63 | 2 205,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 6,86 | 9,24 | 7,47 | 5,78 | 12,12 | 3,45 | 2,20 | 2,18 | 3,89 |
| NPV, млн. руб. | 423,75 | 251,00 | 251,73 | 291,01 | 285,36 | - | - | - | - |
| IRR, % | 55% | 48% | 49% | 64% | 46% | - | - | - | - |

Рисунок 5.74 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.75 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.76 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.77 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.12 Поселок Носок

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.78 – Расположение пос.  Носок на карте ВЭП | Рисунок 5.79 – Фотоснимок поселка Носок  со спутника |

–Географические координаты поселка: [70°10′03″С.Ш. 82°19′34″В.Д.](http://toolserver.org/~geohack/geohack.php?language=ru&pagename=%D0%9D%D0%BE%D1%81%D0%BE%D0%BA_(%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%91%D0%BB%D0%BE%D0%BA)&params=70.16750001_N_82.326111121111_E_type:city_region:RU_scale:100000)

–Среднегодовая скорость ветра: 7,1 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 28 Караул и Толстый Нос);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 21,15 руб./кВт\*ч. Потребление поселка на 2012 год – 2632,97 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой и средней мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| http://www.vergnet.com/images/choix-technologiques.jpg | | 05 | | http://www.progressiveengineer.com/pewebbackissues2003/peweb%2038%20may%2003-2/38photos/NPS1.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | |
| Vergnet GEV R MP275 | | Nordwind  NW24-180 HY-D | | Nothern Power 100 | | Endurance E-3120 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg | | http://img.alibaba.com/photo/634736318/China_HUMMER_H4_6_3kw_chinese_skystream_wind_turbine.jpg |
| ВЭУ-30 | ВЭУ ТЭМЗ | | Сапсан-5000 | | ВЭУ 3 (6) | | Hummer  H4.6-3000W |

Рисунок 5.80 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.23 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | 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 |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 25 000 000 | 20 000 000 | 14 400 000 | 9 600 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 501 000 | 274 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 1 | 2 | 5 | 6 | 16 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 25 000 000 | 40 000 000 | 72 000 000 | 57 600 000 | 68 320 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 149 000 |
| НДС (18%), руб. | 4 500 000 | 7 200 000 | 12 960 000 | 10 368 000 | 12 297 600 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 26 820 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 750 000 | 1 200 000 | 2 160 000 | 1 728 000 | 2 049 600 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 1 250 000 | 2 000 000 | 3 600 000 | 2 880 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 450 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 1 200 000 | 2 400 000 | 6 000 000 | 4 320 000 | 9 600 000 | 140 000 | 78 600 | 100 200 | 54 800 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 2 500 000 | 4 000 000 | 7 200 000 | 5 760 000 | 34 160 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 750 000 | 2 800 000 | 5 040 000 | 4 032 000 | 4 782 400 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 10 430 |
| СМР ЗСМР, руб | 2 500 000 | 4 000 000 | 7 200 000 | 5 760 000 | 6 832 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 14 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 500 000 | 800 000 | 1 440 000 | 1 152 000 | 1 366 400 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 5 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 119 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 62 950 000 | 88 400 000 | 140 600 000 | 116 600 000 | 162 408 000 | 1 645 000 | 764 450 | 786 050 | 382 600 |

Таблица 5.24 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | 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 |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 1 066,3 | 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. | 1 066,3 | 1 626,5 | 1 638,8 | 1 636,7 | 1 863,0 | 37,5 | 21,0 | 13,3 | 24,8 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 4 420,2 | 5 320,2 | 8 270,2 | 6 400,2 | 2 080,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,10 | 5,45 | 8,48 | 7,47 | 5,48 | 2,75 | 2,89 | 3,68 | 1,45 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 319 896 | 487 939 | 491 653 | 491 007 | 558 899 | 11 255 | 6 291 | 3 989 | 7 436 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 44,69 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 14 296 | 21 806 | 21 972 | 21 943 | 24 977 | 503 | 281 | 178 | 332 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, 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. | 3 878 | 4 518 | 2 731 | 5 456 | 3 881 | 2 501 | 4 194 | 4 432 | 8 262 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 228 909 | 245 556 | 234 333 | 388 667 | 338 350 | 109 667 | 152 890 | 262 017 | 127 533 |

Продолжение таблицы 5.24 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения 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 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 15,46 | 11,45 | 13,26 | 12,65 | 10,06 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2 997,00 | 5 108,71 | 4 153,48 | 4 477,17 | 5 840,40 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 5,25 | 4,33 | 8,46 | 6,51 | 6,95 | 2,38 | 2,00 | 3,38 | 0,78 |
| NPV, млн. руб. | 453,25 | 737,85 | 617,10 | 689,11 | 554,68 | - | - | - | - |
| IRR, % | 54% | 59% | 42% | 49% | 47% | - | - | - | - |

Рисунок 5.81– Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.82 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.83 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5. 84– Срок окупаемости, лет

## 5.2.13 Село Попигай

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.85– Расположение села Попигай  на карте ВЭП | Рисунок 5.86 – Фотоснимок села  Попигай со спутника |

–Географические координаты села:71°5200 С.Ш. 110°4500 В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 4,8 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 24 Хатанга);

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 32,38 руб./кВт\*ч.Потребление села на 2012 год – 329,01МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.87 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.25 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 1 | 2 | 1 | 4 | 4 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 9 000 000 | 12 981 000 | 9 600 000 | 9 000 000 | 17 080 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 1 620 000 | 2 336 580 | 1 728 000 | 1 620 000 | 3 074 400 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 270 000 | 389 430 | 288 000 | 270 000 | 512 400 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 450 000 | 649 050 | 480 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 720 000 | 1 440 000 | 720 000 | 2 880 000 | 2 400 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 900 000 | 1 298 100 | 960 000 | 900 000 | 8 540 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 630 000 | 908 670 | 672 000 | 630 000 | 1 195 600 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 900 000 | 1 298 100 | 960 000 | 900 000 | 1 708 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 180 000 | 259 620 | 192 000 | 180 000 | 341 600 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 25 170 000 | 32 060 550 | 26 100 000 | 26 880 000 | 45 352 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.26 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 191,0 | 102,8 | 188,9 | 61,4 | 60,1 | 15,5 | 12,1 | 14,8 | 7,4 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 164,2 | 88,4 | 162,5 | 52,8 | 51,7 | 13,4 | 10,4 | 12,7 | 6,3 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 191,0 | 205,5 | 188,9 | 245,5 | 240,5 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 700,0 | 900,0 | 780,0 | 820,0 | 420,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 8,94 | 12,18 | 9,65 | 8,66 | 11,17 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 57 291 | 61 659 | 56 677 | 73 648 | 72 163 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 64,22 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 3 679 | 3 960 | 3 640 | 4 730 | 4 634 | 416 | 295 | 355 | 180 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,363 | 0,235 | 0,431 | 0,234 | 0,229 | 0,118 | 0,277 | 0,312 | 0,281 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 3 183 | 2 055 | 3 778 | 2 046 | 2 005 | 1 035 | 2 427 | 2 954 | 2 458 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 419 500 | 320 606 | 522 000 | 870 000 | 377 933 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.26 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 18,77 | 19,76 | 19,33 | 14,68 | 16,88 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 895,36 | 830,41 | 858,67 | 1 164,81 | 1 020,25 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 9,37 | 12,87 | 10,13 | 7,69 | 14,82 | 3,45 | 2,20 | 2,18 | 3,89 |
| NPV, млн. руб. | 121,34 | 64,70 | 107,21 | 96,75 | 94,37 | - | - | - | - |
| IRR, % | 43% | 35% | 40% | 44% | 37% | - | - | - | - |

Рисунок 5.88– Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.89 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.90 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5. 91– Срок окупаемости, лет

## 5.2.14 Поселок Потапово

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.92 – Расположение поселка  Потапово на карте ВЭП | Рисунок 5.93 – Фотоснимок  Поселка Потапово со спутника |

–Географические координаты села: 68°39'57" С.Ш. 86°15'0 В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 4,5 м/с (Метеостанция № 38).

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года):

36,31 руб./кВт\*ч.Потребление поселка на 2012 год – 693,4 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.94 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.27 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 3 | 5 | 3 | 9 | 9 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 27 000 000 | 32 452 500 | 28 800 000 | 20 250 000 | 38 430 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 4 860 000 | 5 841 450 | 5 184 000 | 3 645 000 | 6 917 400 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 810 000 | 973 575 | 864 000 | 607 500 | 1 152 900 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 1 350 000 | 1 622 625 | 1 440 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 2 160 000 | 3 600 000 | 2 160 000 | 6 480 000 | 5 400 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 2 700 000 | 3 245 250 | 2 880 000 | 2 025 000 | 19 215 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 890 000 | 2 271 675 | 2 016 000 | 1 417 500 | 2 690 100 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 2 700 000 | 3 245 250 | 2 880 000 | 2 025 000 | 3 843 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 540 000 | 649 050 | 576 000 | 405 000 | 768 600 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 54 510 000 | 64 401 375 | 57 300 000 | 47 355 000 | 88 917 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.28 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 174,2 | 91,5 | 174,5 | 54,4 | 53,3 | 13,4 | 10,9 | 13,3 | 6,6 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 149,8 | 78,7 | 150,1 | 46,7 | 45,8 | 11,5 | 9,4 | 11,4 | 5,7 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 522,5 | 457,6 | 523,6 | 489,2 | 479,7 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 500,0 | 1 800,0 | 1 740,0 | 1 470,0 | 570,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,04 | 10,97 | 7,70 | 8,86 | 10,46 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 156 745 | 137 272 | 157 085 | 146 759 | 143 896 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 43,28 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 6 784 | 5 941 | 6 799 | 6 352 | 6 228 | 280 | 199 | 239 | 121 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,331 | 0,209 | 0,398 | 0,207 | 0,203 | 0,102 | 0,248 | 0,281 | 0,251 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 2 903 | 1 830 | 3 491 | 1 812 | 1 776 | 893 | 2 176 | 2 661 | 2 203 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 302 833 | 257 606 | 382 000 | 636 667 | 329 322 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.28 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 14,26 | 19,59 | 14,71 | 16,95 | 18,43 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 3 058,20 | 2 318,90 | 2 996,11 | 2 685,54 | 2 480,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 5,94 | 6,94 | 4,78 | 4,41 | 8,96 | 2,42 | 1,54 | 1,54 | 2,72 |
| NPV, млн. руб. | 130,68 | 90,89 | 124,22 | 124,33 | 101,23 | - | - | - | - |
| IRR, % | 40% | 33% | 38% | 42% | 31% | - | - | - | - |

Рисунок 5.95 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.96 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.97 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.98 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.15 Село Сындасско

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.99 – Расположение села  Сындасскона карте ВЭП | Рисунок 5.100 – Фотоснимок села Сындасско со спутника |

–Географические координаты села: 73°15′47″ С.Ш. 108°12′35″ В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 4,8 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 24 Хатанга).

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 32,38 руб./кВт\*ч. Потребление села на 2012 год – 640,23 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.101 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.29 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 2 | 4 | 2 | 7 | 7 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 18 000 000 | 25 962 000 | 19 200 000 | 15 750 000 | 29 890 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 3 240 000 | 4 673 160 | 3 456 000 | 2 835 000 | 5 380 200 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 540 000 | 778 860 | 576 000 | 472 500 | 896 700 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 900 000 | 1 298 100 | 960 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 1 440 000 | 2 880 000 | 1 440 000 | 5 040 000 | 4 200 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 1 800 000 | 2 596 200 | 1 920 000 | 1 575 000 | 14 945 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 260 000 | 1 817 340 | 1 344 000 | 1 102 500 | 2 092 300 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 1 800 000 | 2 596 200 | 1 920 000 | 1 575 000 | 2 989 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 360 000 | 519 240 | 384 000 | 315 000 | 597 800 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 39 840 000 | 53 621 100 | 41 700 000 | 39 165 000 | 71 491 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.30 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 191,0 | 102,8 | 188,9 | 61,4 | 60,1 | 15,5 | 12,1 | 14,8 | 7,4 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 164,2 | 88,4 | 162,5 | 52,8 | 51,7 | 13,4 | 10,4 | 12,7 | 6,3 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 381,9 | 411,1 | 377,8 | 429,6 | 421,0 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 100,0 | 1 500,0 | 1 260,0 | 1 210,0 | 510,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,05 | 10,17 | 7,75 | 7,67 | 9,70 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 114 582 | 123 318 | 113 354 | 128 884 | 126 286 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 63,06 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 7 226 | 7 776 | 7 148 | 8 127 | 7 964 | 408 | 290 | 349 | 177 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,363 | 0,235 | 0,431 | 0,234 | 0,229 | 0,118 | 0,277 | 0,312 | 0,281 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 3 183 | 2 055 | 3 778 | 2 046 | 2 005 | 1 035 | 2 427 | 2 954 | 2 458 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 332 000 | 268 106 | 417 000 | 695 000 | 340 433 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.30 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 17,27 | 18,12 | 17,84 | 15,80 | 17,47 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 1 934,72 | 1 825,82 | 1 861,34 | 2 123,17 | 1 909,18 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 6,86 | 9,79 | 7,47 | 6,15 | 12,48 | 3,45 | 2,20 | 2,18 | 3,89 |
| NPV, млн. руб. | 423,75 | 251,00 | 251,73 | 291,01 | 285,36 | - | - | - | - |
| IRR, % | 55% | 48% | 49% | 64% | 46% | - | - | - | - |

Рисунок 5.102 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.103– Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.104 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.105 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.16 Поселок Усть-Авам

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.106 – Расположение поселка Усть-Авам на карте ВЭП | Рисунок 5.107– Фотоснимок поселка Усть-Авам со спутника |

–Географические координаты села:71°6'52"С.Ш. 92°49'15"В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 2,9 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 29 Волочанка).

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 36,31 руб./кВт\*ч. Потребление поселка на 2012 год – 1213,4 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.108 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.31 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 5 | 10 | 5 | 18 | 18 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 45 000 000 | 64 905 000 | 48 000 000 | 40 500 000 | 76 860 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 8 100 000 | 11 682 900 | 8 640 000 | 7 290 000 | 13 834 800 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 1 350 000 | 1 947 150 | 1 440 000 | 1 215 000 | 2 305 800 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 2 250 000 | 3 245 250 | 2 400 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 3 600 000 | 7 200 000 | 3 600 000 | 12 960 000 | 10 800 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 4 500 000 | 6 490 500 | 4 800 000 | 4 050 000 | 38 430 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 3 150 000 | 4 543 350 | 3 360 000 | 2 835 000 | 5 380 200 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 4 500 000 | 6 490 500 | 4 800 000 | 4 050 000 | 7 686 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 900 000 | 1 298 100 | 960 000 | 810 000 | 1 537 200 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 83 850 000 | 118 302 750 | 88 500 000 | 84 210 000 | 167 334 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.32 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 156,0 | 79,4 | 159,1 | 46,8 | 46,0 | 11,2 | 9,5 | 11,7 | 5,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 134,2 | 68,3 | 136,9 | 40,3 | 39,6 | 9,6 | 8,2 | 10,1 | 5,0 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 780,1 | 793,7 | 795,7 | 843,0 | 828,0 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 2 300,0 | 3 300,0 | 2 700,0 | 2 640,0 | 840,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,25 | 11,61 | 7,84 | 8,38 | 11,12 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 234 030 | 238 113 | 238 711 | 252 899 | 248 393 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 108,77 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 25 455 | 25 900 | 25 965 | 27 508 | 27 018 | 704 | 500 | 602 | 305 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,297 | 0,181 | 0,363 | 0,178 | 0,175 | 0,085 | 0,218 | 0,248 | 0,220 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 2 600 | 1 587 | 3 183 | 1 561 | 1 533 | 748 | 1 905 | 2 343 | 1 929 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 279 500 | 236 606 | 354 000 | 590 000 | 309 878 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.32 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW24-120 HY-D | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 17,63 | 20,15 | 17,64 | 16,91 | 19,12 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 4 534,29 | 3 920,89 | 4 530,41 | 4 708,85 | 4 171,43 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 6,16 | 7,54 | 4,88 | 4,47 | 10,03 | 2,42 | 1,54 | 1,54 | 2,72 |
| NPV, млн. руб. | 656,22 | 612,08 | 656,84 | 448,28 | 376,00 | - | - | - | - |
| IRR, % | 57% | 45% | 55% | 60% | 39% | - | - | - | - |

Рисунок 5.109 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.110 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.111 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.112 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.17 Поселок Хантайское озеро

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.113 – Расположение поселка  Хантайское озеро на карте ВЭП | Рисунок 5.114 – Фотоснимок поселка  Хантайское озеро со спутника |

–Географические координаты села: [68°13′10″ С.Ш. 89°59′02″](http://toolserver.org/~geohack/geohack.php?language=ru&pagename=%D0%A5%D0%B0%D0%BD%D1%82%D0%B0%D0%B9%D1%81%D0%BA%D0%BE%D0%B5_%D0%BE%D0%B7%D0%B5%D1%80%D0%BE_(%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%91%D0%BB%D0%BE%D0%BA)&params=68.219444454444_N_89.983888898889_E__scale:100000) В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 4,8 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 61 Игарка, город).

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 34,56 руб./кВт\*ч.Потребление поселка на 2012 год – 1003 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.115 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.33 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 4 | 7 | 4 | 13 | 13 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 36 000 000 | 45 433 500 | 38 400 000 | 29 250 000 | 55 510 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 6 480 000 | 8 178 030 | 6 912 000 | 5 265 000 | 9 991 800 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 1 080 000 | 1 363 005 | 1 152 000 | 877 500 | 1 665 300 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 1 800 000 | 2 271 675 | 1 920 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 2 880 000 | 5 040 000 | 2 880 000 | 9 360 000 | 7 800 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 3 600 000 | 4 543 350 | 3 840 000 | 2 925 000 | 27 755 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 2 520 000 | 3 180 345 | 2 688 000 | 2 047 500 | 3 885 700 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 3 600 000 | 4 543 350 | 3 840 000 | 2 925 000 | 5 551 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 720 000 | 908 670 | 768 000 | 585 000 | 1 110 200 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 69 180 000 | 85 961 925 | 72 900 000 | 63 735 000 | 123 769 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.34 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 192,8 | 104,2 | 190,3 | 62,3 | 61,1 | 15,9 | 12,3 | 14,9 | 7,5 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 165,8 | 89,6 | 163,6 | 53,6 | 52,6 | 13,7 | 10,6 | 12,9 | 6,4 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 771,2 | 729,4 | 761,1 | 810,5 | 794,5 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 900,0 | 2 400,0 | 2 220,0 | 1 990,0 | 690,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 6,05 | 9,18 | 6,75 | 6,95 | 8,66 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 231 350 | 218 809 | 228 338 | 243 138 | 238 352 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 60,68 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 14 038 | 13 277 | 13 856 | 14 754 | 14 463 | 393 | 279 | 336 | 170 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,367 | 0,238 | 0,434 | 0,237 | 0,233 | 0,121 | 0,281 | 0,316 | 0,284 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 3 213 | 2 084 | 3 806 | 2 078 | 2 037 | 1 061 | 2 458 | 2 989 | 2 491 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 288 250 | 245 606 | 364 500 | 607 500 | 317 356 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.34 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 12,64 | 16,11 | 13,45 | 12,25 | 14,04 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 4 396,87 | 3 701,74 | 4 233,71 | 4 474,90 | 4 115,93 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 5,24 | 7,74 | 5,74 | 4,75 | 10,02 | 3,20 | 2,04 | 2,03 | 3,60 |
| NPV, млн. руб. | 453,25 | 737,85 | 617,10 | 689,11 | 554,68 | - | - | - | - |
| IRR, % | 54% | 59% | 42% | 49% | 47% | - | - | - | - |

Рисунок 5.116 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.117 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.118 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.119 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.18 Село Хатанга

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.120 – Расположение села Хатанга на карте ВЭП | Рисунок 5.121 – Фотоснимок села Хатанга со спутника |

–Географические координаты села: 71°58'34''С.Ш. 102°28'38'' В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 4,8 м/с (Метеостанция № 24 Хатанга).

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года):

24,9 руб./кВт\*ч (ОАО «Полярная ГРЭ») и 28,21руб./кВт\*ч (МУП «Хатанга-Энергия»).Потребление села на 2012 год – 14429,68 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ большой или средней мощности. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| http://data.wind-turbine-models.com/fotos/800/turbine-fuhrl-nder-ag_fl-md-77_2786.jpg | | http://www.vergnet.com/images/eolien-hp3.jpg | | DSC00302 | | http://www.vergnet.com/images/choix-technologiques.jpg | | |
| FL MD 77 | | GEV НP 1MW | | NW52-900 HY-D | | | GEV MP C | | |
| 05 | http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg | | | [http://img.alibaba.com/photo/634736318/China_HUMMER_H4_6_3kw_chinese_skystream_wind_turbine.jpg](http://russian.alibaba.com/product-gs/china-hummer-h4-6-3kw-chinese-skystream-wind-turbine-634736318.html) | |
| NW24-180 HY-D | ВЭУ-30 | | Сапсан 5000 | | ВЭУ 3 (6) | | | Hummer  H4.6-3000W | |

Рисунок 5.122 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.35 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | FL MD 77 | GEV НP 1MW | NW52-900 HY-D HW | GEV MP C | NW24-180 HY-D LW | ВЭУ-30 | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 110 000 000 | 70 000 000 | 32 000 000 | 25 000 000 | 20 000 000 | 4 270 000 | 393 000 | 501 000 | 274 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 2 | 5 | 4 | 17 | 23 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 220 000 000 | 350 000 000 | 128 000 000 | 425 000 000 | 460 000 000 | 4 270 000 | 319 000 | 319 000 | 149 000 |
| НДС (18%), руб. | 39 600 000 | 63 000 000 | 23 040 000 | 76 500 000 | 82 800 000 | 768 600 | 57 420 | 57 420 | 26 820 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 6 600 000 | 10 500 000 | 3 840 000 | 12 750 000 | 13 800 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 11 000 000 | 17 500 000 | 6 400 000 | 21 250 000 | 23 000 000 | 0 | 0 | 0 | 7 450 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 4 800 000 | 12 000 000 | 9 600 000 | 12 240 000 | 13 800 000 | 854 000 | 78 600 | 100 200 | 54 800 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 22 000 000 | 35 000 000 | 12 800 000 | 42 500 000 | 230 000 000 | 640 500 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 15 400 000 | 24 500 000 | 8 960 000 | 29 750 000 | 32 200 000 | 298 900 | 22 330 | 22 330 | 10 430 |
| СМР ЗСМР, руб | 22 000 000 | 35 000 000 | 12 800 000 | 42 500 000 | 46 000 000 | 427 000 | 31 900 | 31 900 | 14 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 4 400 000 | 7 000 000 | 2 560 000 | 8 500 000 | 9 200 000 | 85 400 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 8 000 000 | 8 000 000 | 8 000 000 | 8 000 000 | 8 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 3 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 15 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 373 800 000 | 582 500 000 | 236 000 000 | 696 990 000 | 937 800 000 | 3 416 000 | 255 200 | 255 200 | 119 200 |

Таблица 5.36 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель | FL MD 77 | GEV НP 1MW | NW52-900 HY-D HW | GEV  MP C | NW24-180 HY-D LW | ВЭУ-30 | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 4 341,1 | 2 165,6 | 2 713,0 | 625,9 | 459,6 | 60,1 | 12,1 | 7,4 | 6,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 3 733,4 | 1 862,4 | 2 333,2 | 538,3 | 395,3 | 51,7 | 10,4 | 6,3 | 5,9 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 8 682,2 | 10 827,9 | 10 852,2 | 10 640,0 | 10 570,9 | 60,1 | 12,1 | 7,4 | 6,8 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 12 620,2 | 17 720,2 | 13 420,2 | 28 170,2 | 24 220,2 | 130,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 3,18 | 4,33 | 2,11 | 5,92 | 5,84 | 11,11 | 4,99 | 6,64 | 5,28 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 2 604 675 | 3 248 371 | 3 255 660 | 3 192 013 | 3 171 269 | 18 041 | 3 640 | 2 212 | 2 047 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 48,70 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 127 056 | 158 196 | 158 551 | 155 451 | 154 441 | 879 | 177 | 108 | 100 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,330 | 0,247 | 0,344 | 0,260 | 0,291 | 0,229 | 0,277 | 0,281 | 0,260 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 15 786 | 12 031 | 22 609 | 3 129 | 2 298 | 301 | 61 | 37 | 34 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 124 600 | 116 500 | 65 556 | 149 089 | 226 522 | 358 680 | 152 890 | 262 017 | 127 533 |

Продолжение таблицы 5.36 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| FL MD 77 | GEV НP 1MW | NW52-900 HY-D HW | GEV  MP C | NW24-180 HY-D LW | ВЭУ-30 | Сапсан 5000 | ВЭУ 3 (6) | Hummer H4.6-3000W |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч. | 13,15 | 10,29 | 8,58 | 11,78 | 11,82 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 43 470,82 | 51 722,00 | 56 656,07 | 47 427,20 | 47 294,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 2,15 | 2,82 | 1,04 | 3,67 | 4,96 | 10,46 | 2,71 | 4,94 | 2,45 |
| NPV, млн. руб. | 5 378,10 | 6 550,58 | 6 989,30 | 6 175,21 | 5 880,24 | - | - | - | - |
| IRR, % | 85% | 72% | 151% | 62% | 50% | - | - | - | - |

Рисунок 5.123 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.124 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.125 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.126 – Срок окупаемости, лет

## 5.2.19 Село Хета

|  |  |
| --- | --- |
| **Таймыр.jpg** |  |
| Рисунок 5.127 – Расположение села Хета  на карте ВЭП | Рисунок 5.128 – Фотоснимок селаХета  со спутника |

–Географические координаты села: [71°59′00″ C.Ш. 102°30′00″](http://toolserver.org/~geohack/geohack.php?language=ru&pagename=%D0%A5%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B3%D0%B0_(%D1%81%D0%B5%D0%BB%D0%BE)&params=71.983333343333_N_102.50000001_E_type:city(3000)_region:RU_scale:100000) В.Д.

–Среднегодовая скорость ветра: 3,9 м/с (Ближайшая метеорологическая станция № 26 Волочанка)

–Существующий тариф на электрическую энергию (на начало 2013 года): 32,38 руб./кВт\*ч. Потребление села на 2012 год – 618,7 МВт\*ч.

Рекомендуется строительство комбинированной ветродизельной системы на основе существующей ДЭС и ВЭУ малой мощности с возможностью бескранового монтажа. ТЭО произведена на основе следующего генерирующего оборудования:

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 05 | | http://img.alibaba.com/photo/526397352/1MW_1000kw_small_wind_farm_project_wind_generator_wind_power_generator.jpg | | http://www.akwindindustries.com/images/manufacturerpics/endurance/50kW-rural.png | | http://www.altisten.ru/images/vetro_04.jpg | |
| Nordwind  NW17-60 | | Hummer H12-50000W | | Endurance E-3120 | | Муссон-30 | |
| http://alterenergy.su/files/good/photo_39196.jpg | http://windturbines.ru/images/phocagallery/thumbs/phoca_thumb_l_15kwt_2.jpg | | http://alterenergy.su/files/good/photo_39138.jpg | | http://www.endurancewindpower.com/wp-content/uploads/2010/08/product_sseries_banner_small.jpg | | 0_wpu5_6s.jpg |
| ВЭУ-30 | ТЭМЗ | | Сапсан 5000 | | S-343 5 kW | | ВЭУ 3 (6) |

Рисунок 5.129 – Модельный ряд ВЭУ, рассмотренный в ТЭО

Таблица 5.37 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ различных моделей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Стоимость 1 ВЭУ ЦВЭУ, руб. | 9 000 000 | 6 490 500 | 9 600 000 | 2 250 000 | 4 270 000 | 700 000 | 393 000 | 1 200 000 | 501 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ n, шт. | 3 | 5 | 3 | 9 | 9 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Стоимость ВЭС ЦВЭС, руб. | 27 000 000 | 32 452 500 | 28 800 000 | 20 250 000 | 38 430 000 | 700 000 | 319 000 | 319 000 | 319 000 |
| НДС (18%), руб. | 4 860 000 | 5 841 450 | 5 184 000 | 3 645 000 | 6 917 400 | 126 000 | 57 420 | 57 420 | 57 420 |
| Страховка ЗСТР1, руб. | 810 000 | 973 575 | 864 000 | 607 500 | 1 152 900 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 1 350 000 | 1 622 625 | 1 440 000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 15 950 | 0 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 2 160 000 | 3 600 000 | 2 160 000 | 6 480 000 | 5 400 000 | 140 000 | 78 600 | 240 000 | 100 200 |
| Проект ЗПР ВЭУ, руб. | 2 700 000 | 3 245 250 | 2 880 000 | 2 025 000 | 19 215 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 1 890 000 | 2 271 675 | 2 016 000 | 1 417 500 | 2 690 100 | 49 000 | 22 330 | 22 330 | 22 330 |
| СМР ЗСМР, руб | 2 700 000 | 3 245 250 | 2 880 000 | 2 025 000 | 3 843 000 | 70 000 | 31 900 | 31 900 | 31 900 |
| Страховка при СМР 2%, ЗСТР2, руб | 540 000 | 649 050 | 576 000 | 405 000 | 768 600 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Строительство подстанции, ЛЭП ЗЛЭП, руб | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 2 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 1 000 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Риски ЗДОП, руб | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 7 500 000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Затраты на преобразователи и накопители энергии, ЗАБ, руб. | - | - | - | - | - | 560 000 | 255 200 | 255 200 | 255 200 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 54 510 000 | 64 401 375 | 57 300 000 | 47 355 000 | 88 917 000 | 1 645 000 | 764 450 | 941 800 | 786 050 |

Таблица 5.38 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт\*ч. | Nordwind NW17-60 | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 156,0 | 79,4 | 159,1 | 46,8 | 46,0 | 11,2 | 9,5 | 11,7 | 5,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 134,2 | 68,3 | 136,9 | 40,3 | 39,6 | 9,6 | 8,2 | 10,1 | 5,0 |
| Ежегодная выработка ветропарком *W*ВЭС, МВт\*ч. | 468,1 | 396,9 | 477,4 | 421,5 | 414,0 | 21,6 | 15,3 | 18,4 | 9,3 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 500,0 | 900,0 | 1 740,0 | 1 470,0 | 570,0 | 21,0 | 9,6 | 9,7 | 10,5 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 7,86 | 10,38 | 8,45 | 10,28 | 12,12 | 4,78 | 3,95 | 3,08 | 5,33 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 140 418 | 119 057 | 143 227 | 126 450 | 124 196 | 6 477 | 4 594 | 5 530 | 2 801 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 55,83 | | | | | | | | |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 7 840 | 6 647 | 7 996 | 7 060 | 6 934 | 362 | 256 | 309 | 156 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 0,297 | 0,181 | 0,363 | 0,178 | 0,175 | 0,085 | 0,218 | 0,248 | 0,220 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 2 600 | 1 587 | 3 183 | 1 561 | 1 533 | 748 | 1 905 | 2 343 | 1 929 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 302 833 | 257 606 | 382 000 | 636 667 | 329 322 | 109 667 | 152 890 | 188 360 | 262 017 |

Продолжение таблицы 5.38 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт\*ч | Для электроснабжения поселка | | | | | Для электроснабжения отдельного  потребителя | | | |
| Nordwind NW24-120 HY-D | Hummer H12-50000W | Endurance E-3120 | Муссон-30 | ВЭУ-30 | ТЭМЗ | Сапсан 5000 | S-343 5 kW | ВЭУ 3 (6) |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч | 13,83 | 18,27 | 13,91 | 17,33 | 18,82 | - | - | - | - |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 2 295,08 | 1 746,02 | 2 285,39 | 1 862,63 | 1 677,82 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 7,92 | 12,29 | 8,36 | 8,47 | 17,67 | 3,45 | 2,20 | 2,18 | 3,89 |
| NPV, млн. руб. | 335,22 | 270,43 | 217,19 | 264,75 | 248,96 | - | - | - | - |
| IRR, % | 50% | 41% | 45% | 50% | 36% | - | - | - | - |

Рисунок 5.130 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа у разных типов ВЭУ в составе ВДСЭС

Рисунок 5.131 – Удельные затраты на строительство различных типов ВЭУ

Рисунок 5.132 – Себестоимость электрической энергии у различных типов ВЭУ

Рисунок 5.133 – Срок окупаемости, лет

## Выводы к разделу 5

1. Произведена технико-экономическая оценка ВЭУ различных производителей на территории Красноярского края в разрезе муниципальных образований.

2. Наиболее перспективным для развития ветроэнергетики является Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район, который является энергодефицитным районом. Для децентрализованных населенных пунктов Таймырского муниципального района произведена технико-экономическая оценка установки ВЭУ. 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 (оленеводству, рукоделию, этническим ремеслам) и развитию Северного морского пути.

3. На территории Таймыра рассмотрено 19 населенных пунктов, перспективных к строительству ВЭУ с точки зрения ВЭП и наличия энергодефицита. В таблице 5.39 приведены сводные расчетные показатели возможности ветроэнергетики на территории Таймырского муниципального района.

Таблица 5.39 – Расчетные показатели эффективности ВЭУ на территории Таймыра

|  |  |
| --- | --- |
| Показатель | Значение |
| Установленная мощность ВЭУ, кВт | 7740 |
| Ежегодная выработка ВЭУ, МВт\*ч | 23764 |
| Объем «вытесненного» дизельного топлива в год, тонн | 6 470 |

4. В других муниципальных районах использование промышленных ВЭУ средней и большой мощности возможно, но менее эффективно, по сравнению с Таймырским Долгано-Ненецким муниципальным районом. Наиболее перспективным для дальнейшего развития ветроэнергетики рассматривается Туруханский район. Но ВЭП Туруханского района существенно ниже, чем ВЭП Таймыра, в связи с чем развитие ветроэнергетики в Туруханском районе перспективно в случае развития сети ВЭУ на Таймыре.

5. Развитие малой ветроэнергетики на остальной территории Красноярского края перспективно для решения локальных задач (например, электроснабжения частного дома, станции сотовой связи, кафе и др.). Большое значение имеет место установки ВЭУ малой мощности. На территории одного муниципального образования значения ВЭП могут существенно изменяться в зависимости от высоты установки ВЭУ. Такие задачи частного электроснабжения решаются в основном частными лицами и практически не оказывают никакого влияния на существующую систему электроснабжения.

# РАЗДЕЛ 6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ПИЛОТНЫХ ВЭС

## 6.1 Введение

Технические предложения по строительству ВЭС на территории Красноярского края разработаны сотрудниками Сибирского федерального университета совместно с инициаторами проекта (инициативными группами). На территории Красноярского края основной инициативной группой по строительству ВЭС средней и большой мощности является компания ООО «Синильга». Компания «Синильга» осуществляет продвижение ветрогенераторов немецкой компании «NordwindEnergieanlagenGmbH». Учеными данной компании разработаны инновационные генераторы с гидростатическим приводом, отличающиеся высокой производительностью и способностью работать при экстремально низких температурах до -40 оС.

Представители компании «Синильга» предлагают строительство пилотного ветропарка на территории пос. Диксон. В случае удачной реализации проекта предлагается строительство ВЭС в поселках Носок, Караул и Хатанга. В дальнейшем предлагается расширение сети ВЭС в населенных пунктах Таймыра, Эвенкии и пос. Туруханска.

## 6.2 Строительство пилотной ВЭС для электроснабжения пос. Диксон

## 6.2.1 Обоснование необходимости строительства ВЭС в пос. Диксон

Пос. Диксон расположен на севере Красноярского края в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе, в устье реки Енисей (рис. 6.1).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. Климат района суровый, чрезвычайно ветреный. Диксон – зона арктической пустыни:

–Абсолютный максимум ветра – 40 м/сек;   
–Среднегодовая скорость ветра в году *v*cp (за последние 5 лет) – 7,5 м/сек[3];   
–Продолжительность полярной ночи – 82 дня, полярного дня – 100 дней.

–Среднегодовая температура: -11,4 ºС; среднегодовой минимум -13 ºС; среднегодовой максимум -9 ºС.   
     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 расположен 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.

|  |
| --- |
| Таймыр копия.JPG  Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км) |
| – I ветровая зона с высоким ветроэнергетическим потенциалом;  –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом;  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом; |
| Рисунок 6.1 – Расположение пос. Диксон на карте ветроэнергетического потенциала  Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района |

Основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции (ДЭС). Ежегодный завоз дизельного топлива –2 127 тонн в год. Ежегодный завоз угля – около 11 000 тонн в год. Отпускная цена на электрическую энергию – 24,21 руб. кВт\*ч (по данным на начало 2013 года). Расположение на территории поселка метеостанции и аэропорта приведено на рис. 6.2.

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. Предлагаемое место размещения ВЭС показано на рис. 6.2.

|  |
| --- |
| Предлагаемое место  размещения ВЭС |
| Рисунок 6.2 – Предлагаемое место строительства ВЭС |

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 Nordwind позволит получить наибольшую производительность в условиях ветроэнергетического потенциала пос. Диксон.

## 6.2.2 Конструктивное исполнение ветрогенераторов «Nordwind»

Данный проект направлен на преобразование возобновляемой энергии ветра в электроэнергию с целью существенного снижения себестоимости производства электроэнергии в удаленных населенных пунктах. Существуют исследования, дающие конкретные закономерности определения скорости ветра на различных высотах [14]. На возвышенностях, горах и холмах можно эффективно использовать энергию ветра в промышленных масштабах даже в глубоко континентальной зоне.

Современные ветроэнергетические установки (ВЭУ) – это надежные машины, оснащенные системами автоматизированного управления. Для реализации проекта выбрана инновационная ветроэнергетическая установка фирмы «NordwindEnergieanlagenGmbH» (Германия), единичной мощностью 180 кВт. Планируется разместить 4 ВЭУ в пос. 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 метров). Диаметр ветрового колеса равен 24 метра. В дальнейшем возможно увеличение мощности 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.

ВЭУ «Nordwind» отличаются в сравнении с другими ВЭУ следующими энергоэффектиными техническими решениями:

1. современный двухлопастный ротор, состоящий из лопастей ротора с оптимизированными по мощности и минимизирующими шум профилями и интегрированной молниезащитой;
2. гидростатический главный привод с непосредственно реактивными характеристиками для ограничения мощности;
3. непрерывное, активное, инициируемое ротором слежение по азимуту во время рабочей эксплуатации;
4. переменное число оборотов ротора, регулируемое системой управления работой для оптимизации мощности и ограничения нагрузки;
5. возможность запуска установки из холодного состояния при экстремально низких температурах с ротором на холостом ходу;
6. полностью автоматическая система управления технологическим процессом (АСУ ТП);
7. автоматическая адаптация к текущей ситуации в сети или же ситуации съема энергии путем применения интеллектуальной системы управления мощностью (IPC, IntelligentPowerControl);
8. встроенная система диагностики как неотъемлемая составная часть АСУ ТП;
9. возможность запуска ВЭУ при температуре до -40 оС;
10. 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 с встроенной системой возбуждения.

Во время рабочей эксплуатации ротор ВЭУ находится на наветренной, т.е. обращенной к ветру, стороне башни. Лопасти 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.

## 6.2.3 Структурная схема ВЭС

Предлагается строительство ветропарка на основе 4 ВЭУ NW 24-180 HY-D. Основные элементы структурной схемы предлагаемой ВЭС представлены на рис.6.3.

|  |
| --- |
| РУ ВЭС 0,4кВ  РУ поселка, 6 кВ  к потребителю  к ДЭС  ДЭС поселка Диксон  ТП 04/6 кВ  ВЭУ1  ВЭУ2  ВЭУ3  ВЭУ4  ВЭС  Кабельная линия |
| Рисунок 6.3 – Структурная схема ВЭС в пос. Диксон |

В районе ветропарка предлагается установить повышающую трансформаторную подстанцию 0,4/6 кВ, повышающую напряжение с рабочего напряжения генераторов ВЭУ 0,4 кВ 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 тянется 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.

## 6.2.4 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.

УПРАВЛЕНИЕ

КОТЕЛЬНАЯ

ПОТРЕБИТЕЛИ

ОБРАТНАЯ СВЯЗЬ

АСУ ТП

ДЭС

ВЕТРОПАРК

(ВЭС)

ДГ

ДГ

ДГ

МЕТЕОСТАНЦИЯ

Рисунок 6.4 - Схема управления АСУ ТП

Ветропарк работает параллельно с ДЭС. Эксплуатация ветродизельной энергосистемы осуществляется с помощью АСУ ТП (рис. 6.4). 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 (ДГ) и синхронизацию генерирующего оборудования. Благодаря АСУ ТП, эксплуатация ветродизельнойэнергосистемы осуществляется в автоматическом режиме. Задачей обслуживающего персонала является наблюдение за параметрами энергосистемы, решение нештатных 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.

## 6.2.5 Проведение исследований. Инновационная деятельность

Проект внедрения ветроэнергетических установок в пос. 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 станцией 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.

Рекомендуется провести следующие исследования:

–исследовать возможные режимы работы ВЭС и ДЭС при различных скоростях ветра, возможные переходные процессы, режимы работы в аварийных ситуациях;

–анализ опыта эксплуатации ВЭС, поиск путей для оптимизации состава оборудования и повышения КПД системы;

–исследование влияния внедрения ВЭУ на экологическую и этнографическую составляющие региона.

Данные виды исследований могут производить исследовательские институты Красноярского края, в.т.ч. и Сибирский федеральный университет.

## 6.2.6 Затраты на реализацию проекта, план финансирования

Затраты на закупку, транспортировку и монтаж оборудования приведены в таблице 6.1. 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.

Таблица 6.1 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ Nordwind NW17-60

|  |  |
| --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство ВЭУ К, руб. | Nordwind NW24-180 HY-D |
| Стоимость 1 ВЭУЦВЭУ, руб. | 20 000 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ*n*, шт. | 4 |
| Стоимость ВЭСЦВЭС, руб. | 80 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 14 400 000 |
| СтраховкаЗСТР1, руб. | 2 400 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 4 000 000 |
| Доставка ДОСТ, руб. | 4 800 000 |
| Проект ЗДОСТ 1 ВЭУ, руб. | 8 000 000 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 5 600 000 |
| СМР ЗСМР, руб. | 8 000 000 |
| Страховка при СМР 2%,ЗСТР2,руб. | 1 600 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭПЗЛЭП, руб. | 5 000 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 3 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб | 15 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 1 000 000 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 152 800 000 |

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 эти затраты входит:

–«летняя» и «зимняя» униформа, спецодежда для обслуживающего персонала;

–инструмент для проведения строительно-монтажных работ и обслуживания ВЭУ;

–автомобиль для доставки обслуживающего персонала и необходимого груза;

–затраты на дизельное топливо, обслуживание автомобиля, аренда склада;

–проживание обслуживающего персонала;

–питание;

–прочие расходы.

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.

## 6.2.7 Логистика

Для доставки четырех ветроэнергетических установок из г. Нойбранденбург, (Германия) до места установки в пос. Диксон, (Россия) потребуются шесть 40-футовых стандартных контейнера ориентировочной стоимостью 1 750 Евро каждый.

В 4 контейнерах упакованы 4трехсегментные башни, в двух остальных -машинные гондолы, лопасти, подъемное устройство и другое оборудование.

Маршрут следования следующий:

–автовывоз контейнеров с оборудованием с завода Nordwind в г. Нойбранденбург, Германия до порта г. Гамбург, Германия.

–морской фрахт п.Гамбург – г. Мурманск, РФ.

–таможенная очистка в г. Мурманске.

–морской фрахт г. Мурманск – п. Диксон.

–автовывоз от п. Диксон до места установки ВЭС.

Суммарные затраты на доставку составят около 30 000Евро (1 200 000 руб.) за каждую ВЭУ. Доставка 4 ВЭУ составит 120 000 Евро соответственно (таблица 6.1).

## 6.2.8 Проектные работы, лицензирование, сертификация

Проектные работы будет выполнять проектная организация, определенная, выбранная учредителями проекта.

Состав проектных работ:

–изыскательские метеорологические работы по ветроресурсам;

–изыскательские геодезические работы по размещению;

–разработка проектной документации;

–экспертиза проекта;

–согласование проекта с природоохранными, аэронавигационными и иными службами.

Общая стоимость проектных работ составит около 8 млн. руб. Данная сумма является ориентировочной и может быть уточнена проектными компаниями.

## 6.2.9 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 неменцкой компании«NordwindEnergieanlagenGmbH».

Для обслуживания ВЭУ, проведения плановых и аварийных ремонтов, по правилам электробезопасности требуется как минимум 2 специалиста – дежурных электромонтера. Данные специалисты могут совмещать работу на существующей ДЭС, а также могут работать независимо от существующей станции. Рекомендуется использовать специалистов, работающих вахтовым методом.

Плановые ремонты проводятся 2 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 HY-D требуется закупка запасных частей в размере 400 000 руб. каждый год и в размере 1 000 000 руб. 1 раз в 5 лет. В среднем, объем затрат составляет около 600 000 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 900 000 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 1 300 000 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 1 000 000 руб. в год.

Опыт строительства ВЭУ в пос. Диксон позволит получить более точные данные и в дальнейшем создать более точные экономические модели, определяющие технико-экономические показатели заполярных ВЭС.

## 6.2.10 Взаимодействие с бизнес-структурами и другими предприятиями

В рамках указанного проекта по внедрению ВЭУ в пос. Диксон требуется взаимодействие со следующими бизнес структурами:

–проектные организации;

–компании, осуществляющие доставку морским путем;

–строительные компании, производящие работу (закладку фундамента) в условиях вечной мерзлоты;

–завод-изготовитель комплектных трансформаторных подстанций;

–завод-изготовитель кабельных линий;

–вузы и исследовательские институты для проведения дополнительных исследований и внедрения инноваций.

Завод-изготовитель ВЭУ, компания «NordwindEnergieanlagenGmbH» проявляет интерес к созданию совместного Российско-Германского предприятия занимающегося производством ВЭУ на территории России и развитии Российско-Германских отношений. В перспективе планируется привлечь ряд предприятий России для решения указанных задач.

На данном этапе приоритет в данном направлении отдается предприятиям Красноярского края.

Сам проект направлен на развитие инфраструктуры северного поселка и поддержания работоспособности северного морского пути.

## 6.2.11 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 (будет 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 параметрами компонентов. Для достижения этой высокой номинальной мощности даже при приемлемой расчетной скорости ветра используется преимущество неограниченной изменяемости числа оборотов. 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, и без того присутствующих в диапазоне расчетной скорости ветра, и не воспринимаются отдельно.

## 6.2.12 Технико-экономические показатели проекта

Данный расчет носит оценочный характер и имеет задачу показать общую эффективность внедрения ВЭУ. Все основные технико-экономические показатели взяты из параграфа 5.2.1 и приведены в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Показатели экономической эффективности ВЭУ

|  |  |
| --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт\*ч | Nordwind NW24-180 HY-D |
| 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 ИЭК, тыс.руб./год | 7 120,2 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 3,85 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 1 031 773 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 46,40 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб./год | 47 874 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУ К*У*, о.е. | 0,545 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 4 777 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 212 222 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч | 8,75 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 14 006,39 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 2,73 |

## 6.3 Строительство ВЭС для электроснабжения пос. Носок и Караул

Строительство ВЭС в этнических поселках Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района перспективно в случае получения положительного опыта в пос. Диксон. В отличие от пос. Диксон, пос. Носок и Караул не имеют развитую транспортную инфраструктуру. Организовать доставку персонала и оборудования в данные населенные пункты возможно только в период с мая по сентябрь. Тем не менее, в населенных пунктах имеется большой энергодефицит и хороший ветроэнергетический потенциал.

## 6.3.1 Обоснование необходимости строительства ВЭС в пос. Носок

Пос. Носок расположен на севере Красноярского края в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе, на берегу протоки Ушакова в [устье](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D1%81%D1%82%D1%8C%D0%B5) [реки](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%B5%D0%BA%D0%B0) [Енисей](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%95%D0%BD%D0%B8%D1%81%D0%B5%D0%B9)(рис. 6.5). 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 имеется пекарня, баня, больница, школа, детский сад, почта, дом культуры и церковь. На территории поселка расположена вертолетная площадка.

|  |
| --- |
| Таймыр копия.JPG  Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км) |
| – I ветровая зона с высоким ветроэнергетическим потенциалом;  –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом;  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом; |
| Рисунок 6.5 – Расположение пос. Носок на карте ветроэнергетического потенциала  Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района |

Основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции (ДЭС). Завоз дизельного топлива в 2012 г.составил 140 тонн. Отпускная цена на электрическую энергию –21,15 руб. кВт\*ч (по данным на начало 2013 года).

Предлагается строительство ВЭС поселка на основе 2 ВЭУ NW 24-180 HY-D. Данные ВЭУ рекомендуется разместить в непосредственной близости поселка для работы на общую сеть поселка в 0,4 кВ.

## 6.3.2 Обоснование необходимости строительства ВЭС в пос. Караул

Караул — районный центр Усть-Енисейского района. Село Караул расположено в 70-ти километрах от пос. Усть-Порт, на высоком правом берегу Енисея (рис. 6.6).

[Климат](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BB%D0%B8%D0%BC%D0%B0%D1%82) суровый, село расположено в зоне [тундры](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D1%83%D0%BD%D0%B4%D1%80%D0%B0), открытое [земледелие](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%97%D0%B5%D0%BC%D0%BB%D0%B5%D0%B4%D0%B5%D0%BB%D0%B8%D0%B5) невозможно, даже [летом](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9B%D0%B5%D1%82%D0%BE) заморозки являются обычным явлением, а летние дневные температуры составляют 10-12 [°С](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D1%80%D0%B0%D0%B4%D1%83%D1%81_%D0%A6%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D1%81%D0%B8%D1%8F), зимой же обычным явлением являются морозы до −40 °C и ниже. Территория Караула является местностью холмисто-увалистой, заболоченной; имеются многочисленные озера, небольшие мелководные речушки. Основная река – Енисей, главная транспортная артерия не только поселения, но и всего Таймырского муниципального района.

В селе имеется один [детский сад](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%94%D0%B5%D1%82%D1%81%D0%BA%D0%B8%D0%B9_%D1%81%D0%B0%D0%B4), одна средняя общеобразовательная [школа](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A8%D0%BA%D0%BE%D0%BB%D0%B0), [дом культуры](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%94%D0%BE%D0%BC_%D0%BA%D1%83%D0%BB%D1%8C%D1%82%D1%83%D1%80%D1%8B), две [библиотеки](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%B8%D0%B1%D0%BB%D0%B8%D0%BE%D1%82%D0%B5%D0%BA%D0%B0) и районная [больница](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%91%D0%BE%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D1%86%D0%B0) на 25 койко-мест. В селе Караул работает [цех](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A6%D0%B5%D1%85) по переработке и [копчению](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9A%D0%BE%D0%BF%D1%87%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5) [рыбы](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D1%8B%D0%B1%D1%8B) мощностью около четырёх [тонн](http://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D0%B0) продукции в месяц.

|  |
| --- |
| Таймыр копия.JPG  Масштаб 1:10 000 000 (в 1 см 100 км) |
| – I ветровая зона с высоким ветроэнергетическим потенциалом;  –II ветровая зона со средним ветроэнергетическим потенциалом;  – III ветровая зона с низким ветроэнергетическим потенциалом; |
| Рисунок 6.6 – Расположение пос. Караул на карте ветроэнергетического потенциала  Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района |

Основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции (ДЭС). Ежегодный завоз дизельного топлива – 3390,76 тонн в год. Ежегодный завоз угля – около 700 тонн в год. Отпускная цена на электрическую энергию – 21,15 руб. кВт\*ч. (по данным на начало 2013 года).

Предлагается строительство ВЭС поселка на основе 3 ВЭУ NW 24-180 HY-D. Данные ВЭУ рекомендуется разместить в непосредственной близости поселка для работы на общую сеть поселка в 0,4 кВ.

## 6.3.3 Затраты на реализацию проекта, план финансирования

Затраты на закупку, транспортировку и монтаж оборудования приведены в таблице 6.3. 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.

Таблица 6.3 – Капитальные затраты на строительство ветропарков из ВЭУ модели Nordwind NW24-180

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Капитальные затраты на строительство ВЭУ К, руб. | Носок | Караул |
| Стоимость 1 ВЭУЦВЭУ, руб. | 20 000 000 | 20 000 000 |
| Рекомендуемое количество ВЭУ*n*, шт. | 2 | 3 |
| Стоимость ВЭСЦВЭС, руб. | 40 000 000 | 60 000 000 |
| НДС (18%), руб. | 7 200 000 | 10 800 000 |
| СтраховкаЗСТР1, руб. | 1 200 000 | 1 800 000 |
| Таможенные платежи ЗТАМ, руб. | 2 000 000 | 3 000 000 |
| Доставка ЗДОСТ, руб. | 2 400 000 | 3 600 000 |
| Проект ЗДОСТ 1 ВЭУ, руб. | 4 000 000 | 6 000 000 |
| Строительство фундамента ЗФ, руб. | 2 800 000 | 4 200 000 |
| СМР ЗСМР, руб | 4 000 000 | 6 000 000 |
| Страховка при СМР 2%,ЗСТР2,руб. | 800 000 | 1 200 000 |
| Строительство подстанции, ЛЭПЗЛЭП, руб. | 5 000 000 | 5 000 000 |
| Закупка спецтехники ЗСО, руб. | 3 000 000 | 3 000 000 |
| Риски ЗДОП, руб. | 15 000 000 | 15 000 000 |
| Подъемное устройство ЗП, руб. | 1 000 000 | 1 000 000 |
| Капитальные затраты на строительство К, руб. | 88 400 000 | 120 600 000 |

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 эти затраты входит:

–«летняя» и «зимняя» униформа, спецодежда для обслуживающего персонала;

–инструмент для проведения строительно-монтажных работ и обслуживания ВЭУ;

–автомобиль Урал-325512 для доставки обслуживающего персонала и необходимого груза до ветропарка;

–затраты на дизельное топливо и обслуживание автомобиля;

–аренда склада в пос. Диксон;

–проживание обслуживающего персонала;

–питание;

–прочие расходы.

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.

## 6.3.4 Технико-экономические показатели проекта

Данный расчет носит оценочный характер и имеет задачу показать общую эффективность внедрения ВЭУ. Все основные технико-экономические показатели взяты из параграфа 5.2.1 и приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Показатели экономической эффективности ВЭУ модели Nordwind NW24-180

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатель  Общее потребление поселка, *W*общ, МВт\*ч | Носок | Караул |
| Ежегодная э/э выработка 1 ВЭУ *W*ВЭУ, МВт\*ч. | 2 633,0 | 3 390,8 |
| Ежегодная выработка т/э 1 ВЭУ *Q*ВЭУ, Гкалл. | 813,2 | 859,8 |
| Ежегодная выработка ветропарком*W*ВЭС, МВт\*ч. | 699,4 | 739,4 |
| Ежегодные издержки ВЭС ИЭК, тыс.руб./год | 1 626,5 | 2 579,4 |
| Себестоимость электроэнергии от ВЭС СВЭС, руб./кВт\*ч. | 5 320,2 | 6 220,2 |
| Объем "вытесненного" дизельного топлива *V*, л. | 5,45 | 4,28 |
| Стоимость дизельного топлива ЦДТ, руб./л. | 487 939 | 773 830 |
| Денежный эквивалент "вытесненному" топливу ЗДТ, тыс. руб. | 44,69 | 44,46 |
| Коэффициент использования установленной мощности ВЭУК*У*, о.е. | 21 806 | 34 404 |
| Удельная выработка ВЭУ *W*уд, кВт\*ч/кВт. | 0,516 | 0,545 |
| Удельные затраты на строительство ЗУД, руб./кВт. | 4 518 | 4 777 |
| Себестоимость электроэнергии от комбинированной системы Скомб, руб./кВт\*ч | 11,45 | 8,32 |
| Коммерческая наценка *Н* (20%), тыс. руб. | 5 108,71 | 8 702,17 |
| Срок окупаемости ТОК, лет | 4,33 | 3,46 |

Развитие сети ВЭС в различных населенных пунктах севера Красноярского края в итоге позволит снизить затраты на обслуживание ВЭС, т. к. одна и та же команда специалистов сможет обслуживать сразу несколько поселков.

На данный момент ВЭС в пос. Носок и Караул являются более отдаленной перспективой чем, чем строительство пилотной ВЭС в пос. Диксон. Предлагается запустить строительство в данных поселках «второй очередью» после пос. Диксон.

## Выводы к разделу 6

1. Выполнено обоснование проекта строительства пилотной ВЭС в пос. Диксон. В настоящее время основным источником электрической энергии являются дизельные электрические станции. Ежегодный завоз дизельного топлива –2 127 тонн в год. Ежегодный завоз угля – около 11 000 тонн в год. Отпускная цена на электрическую энергию – 24,21 руб. кВт\*ч (по данным на начало 2013 года).
2. 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.

## Для реализации проекта выбрана инновационная ветроэнергетическая установка фирмы «Nordwind Energieanlagen GmbH» (Германия), единичной мощностью 180 кВт.

## Определены показатели экономической эффективности сооружения ВЭУ в пос. Диксон

1. Выполнено обоснование необходимости строительства ВЭС в пос. Носок и Караул.

## Выводы к II тому

Произведен анализ ветроэнергетического потенциала Красноярского края. Наибольшим ветроэнергетическим потенциалом обладает северная часть края – Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район. Удельная мощность ветра до 1263,3 Вт/м2. Годовая удельная потенциальная энергия ветра составляет до 7376,9 кВт**.**ч/м2 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 в 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, адаптированные к арктическому климату.. Плотный проект предлагается реализовать в пос. Диксон Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района с установленной мощностью ВЭУ в 720 или 1080 кВт. Предлагается развить сеть ветроэлектрических станций и установить 7 740 кВт генерирующих мощностей ВЭУ для электроснабжения 19 населенных пунктов, что позволит ежегодно вырабатывать 23 764,4 МВт\*ч электрической энергии, что составляет 12,2% от общей электроэнергии, вырабатываемой ДЭС и экономить 6 470,45 тонн дизельного топлива, что составляет около 5,1% от общего расхода дизельного топлива для электроснабжения удаленных пунктов. Расчетная себестоимость электроэнергии от ВЭУ – от 3 рублей за 1 кВт\*ч и более.

Развитие масштабной ветроэнергетики в других муниципальных образованиях также возможно, но будет перспективно 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 производство ВЭУ большой мощности, т.к. 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 2 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:

–более 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» -20 оС, у ВЭУ «Nordwind» -40 оС);

–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).

–представители компании «Nordwind» предлагают создать совместное Российско-Германское предприятие, осуществить трансферт технологий на территорию России и разместить завод по производству ВЭУ на базе промышленного парка в г. Железногорске.

–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 23 764 МВт\*ч в год электрической энергии. Строительство сети ВЭС позволит сократить объем завозимого дизельного топлива («северного завоза») на 6 470 тонн в год. По достижении срока окупаемости ВЭУ, возможно произвести снижение отпускного тарифа от ВЭУ.

В рамках данной работы представлен аванпроект строительства пилотного ветропарка в пос. 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.

## Список использованных источников

1. Рекомендации по определению климатических характеристик ветроэнергетических ресурсов [Текст]: Л.:Гидрометеоиздат,1989. – 80 с.
2. Саплин, Л.А.Энергоснабжение сельскохозяйственных потребителей с использованием возобновляемых источников [Текст] :учеб.пособие / Л.А. Саплин [и др.] ; под общ. ред. Л.А. Саплина; Челябинск, ЧГАУ, 2000. – 194 с.
3. Старков, А.Н. Атлас ветров России [Текст] :/ А.Н.Старков [и др.]. – М.:«Можайск-терра», 2000. – 560 с.
4. ГОСТ Р 51237-98. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения [Текст] : М.: Госстандарт РФ, 1998. – 10 с.
5. Справочник по климату СССР [Текст] :Вып. 1. Ч. 3. Ветер. : Л. :Гидрометеоиздат, 1965. – 306 с.
6. Справочник по климату СССР [Текст] :. Вып. 3. Ч. 3. Ветер. :Л.: Гидрометеоиздат, 1966. – 271 с.
7. Справочник по климату СССР [Текст] :. Вып. 21. Красноярский край и Тувинская АССР. Ч. 3. Ветер. : Л.:Гидрометеоиздат, 1967. – 354 с.
8. Справочник по климату СССР[Текст]. Вып. 23. Ветер. : Л.:Гидрометеоиздат, 1968.
9. Бобров, А.В. Ветродизельные комплексы в децентрализованном электроснабжении[Текст]: монография /А.В.Бобров, В.А. Тремясов. – Красноярск. :Сиб. федер. ун-т, 2012. – 216 с.
10. Зубарев, В.В. Использование энергии ветра в районах севера: Состояние, условие эффективности, перспективы [Текст] :В.В. Зубарев, В.А. Минин, И.Р. Степанов. – Л.: Наука. Ленингр. отд-ние, 1989. – 208 с.
11. Бастрон, А.В. Использование ветроэнергетических установок в Красноярском крае, республиках Хакасия и Тыва для горячего водоснабжения усадебных домов (коттеджей)[Текст]: науч.-практ. рекомендации / А.В. Бастрон, Н.Б. Михеева, Н.В. Цугленок, А.В. Чебодаев. –Красноярск. : Краснояр. гос. аграр. ун-т, 2004. – 103 с.
12. Цугленок,Н.В. Рациональное сочетание традиционных и возобновляемых источников энергии в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей [Текст] :Н.В. Цугленок, С.К. Шерьязов, А.В. Бастрон. Красноярск. : Краснояр. гос. аграр. ун-т, 2012. – 360 с.
13. Всемирный архив погоды [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://[www.rp5.ru](http://www.rp5.ru). – Заглавие с экрана.
14. Безруких, П.П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России [Текст] :П. П. Безруких[и др.]. -СПб.: Наука,2002. – 314 с.
15. Перминов, Э.М. Состояние, проблемы и перспективы развития мировой и российской ветроэнергетики // Новое в российской энергети­ке [Электронный ресурс] / 2004. №11– Режим доступа: http:/w\vw.rao-ees.ru/ru/news/news/mat;aii:in'l. – Заглавие с экрана.
16. Карнаков, Е.А. Возможность использования ветроэнергетических ресурсов побережья Дальнего Востока.Научно-технические и экономические проблемы транспорта[Текст] :Е.А. Карнаков, Д.В. Зеленин. – Хабаровск. : Изд-во ДВГУ ПС, 2000. – 113 с.
17. Малтинский, М.И. Малая ветроэнергетика для обеспече­ния автономных станций [Текст] :М.И. Малтинский [и др.]. – Энергонадзор-информ,2004. – № 1. – С. 30–32.
18. Виссарионов, В.П.Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии [Текст] :В.ПВиссарионов [и др. ] ; отв. ред. В.И.Виссарионов : М.: ООО "Фирма ВИЭН", 2000. – 448 с.
19. Ender С: InternationaleEntwicklungderWindenergicnutzungmitStand 31.12.2004. [Текст] DEWl-Magazin – 2005. – № 27. – С.36–43.
20. Безруких, П.П. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии[Текст] :П.П. Безруких, Д.С. Стребков. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005. С.5–70.
21. Ender С: Windener-gienutzung in der Bundes-republikDeuchlandStand 30.06.2004. [Текст] DEWl-Magazin – 2004 – № 25. – С.14–25.
22. Ender C: Windenergienutzimg in Deutschland Stand 30.06.2005.[Текст] :DEWl-Magazin – 2005. – № 27. – С. 24–35.
23. Global wind technology. Overview of developments 2003–2004 [Текст] :De VriesEize//Renewable Energy World – 2004. – № 4. –С.102–115.
24. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении[Текст] :монография :Б.В. Лукутин, О.А Суржикова,Е.Б Шандорова. – М.:Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
25. Андрианов, В.Н. Ветроэлектрические станции [Текст] :В.Н. Андрианов [и др.] : отв ред. В.Н. Андрианов [и др.]. – М. :ГЭИ,1960. – 320 с.
26. Радин, В.И. Управляемые электри­ческие генераторы при переменной частоте [Текст] :В.И. Радин, А.Е. Загорский, Ю.Г. Шакарян. – М. : Энергия, 1988.– 152с.
27. Удалов, С.Н. Возобновляемые источники энергии[Текст] : учеб. : С.Н. Удалов. – Новосибирск. :Изд-во НГТУК, 2007. – 432 с.
28. Григорьев, А.С. Учет характеристик солнечных модулей и ветрогенераторов при разработке гибридных установок [Текст] /А.С. Григорьев [и др.].// Новое в российской электроэнергетике. – 2012. – № 1. – С.5–20.
29. Харитонов, В.П. Основы ветроэнергетики [Текст]: В.П. Харитонов. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2010. – 340 с.
30. Марченко, О.В. Оценка экономической эффек­тивности использования энергии ветра для электро–и теплоснабжения потребителей Севера[Текст] / О.В.Марченко, С.В. Соломин // Промышленная энергетика.–2004. – №9. – С. 50–53.
31. Анисимов, А.М. Когенерационные автономные ветроустановки с теплоаккумуляторами[Текст] / А.М. Анисимов, О.С. Попель // Академия Энергетики. – 2009. – №1 (27) февраль. – С.36–42.
32. Бобров, А.В. Оценка надежности и эффективности ВЭУ в децентрализованных системах электроснабжения [Текст] / А.В. Бобров, В.А. Тремясов , Д.А. Чернышев // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: Сборник трудов пятой всероссийской конференции с международным участием. Благовещенск: издательство Амурского государственного университета. – 2008. – С. 217–221.
33. МЭК 61400-1 Установки ветроэнергетические. Техническиетребования (IEC 61400-1: 2005 Wind Turbines – Part 1: Design requirements) [Текст] : 2005. – 118 с.
34. ГОСТ Р 51991 – 2002 Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования [Текст] :М.:Стандартинформ,2002. – 187 с.
35. Безруких, П.П. Возобновляемая энергетика: сегодня – реальность завтра – необходимость [Текст]:П.П. Безруких. -М.: Лесная страна, 2007. – 120 с.
36. Ветроэнергетика //Wikipedia. 2011. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://ru.wikipedia.org/wiki / ветроэнергетика.– Заглавие с экрана.
37. Безруких, П.П. Концепция использования ветровой энергии в России [Текст] / Под редакцией д.т.н. Безруких П.П. – М.: Комитет по проблемам ВИЭ,2004 – 144 с.
38. Гагач Д. К. Первая ветродизельная электростанция на Таймыре[Текст] / Д. К. Гагач, В. К. Мальцев, И. Ю. Костюков, В.А. [и др.] // Энергетик – 2000. – №4 – С. 10-12.
39. 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).

## ПРИЛОЖЕНИЕ А.

**Копия официальной переписки с производителями**

**ветроэнергетических установок**