

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Использование КЭС ВРТЬ (комплексная энергетическая система ветровая роторная турбина Болотова) для электроснабжения потребителя 1 категории. Районная телевизионная станция, поселок Ажар»

Специальность 5B071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Абдрасилов А.Н. ВИЭ-10-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Болотов А.В., д.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части: Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Валиева Л.Ш. «26» мая 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности: Санатова Т.С., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Санатова Т.С. «26» мая 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники: Болотов А.В., д.т.н., профессор

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Болотов А.В. «28» мая 2014 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Мустагулова Б.Ж., ассистент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Мустагулова Б.Ж. «27» мая 2014 г.
(подпись)

Рецензент: Трофимов А.С., генеральный директор
ТОО «Институт «Казсельэнергопроект»»

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Трофимов А.С. «29» мая 2014 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Абдрасилов Асхат Нарымбетович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта : «Использование КЭС ВРТЬ (комплексная энергетическая система ветровая роторная турбина Болотова) для электроснабжения потребителя 1 категории. Районная телевизионная станция, поселок Ажар»

Утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « ___ » _____ 20__ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:

Имеется районная телевизионная станция в поселке Ажар Кошкординской области. Необходимо спроектировать систему автономного электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1) юридическое обоснование целесообразности использования ВЭЭ, 2) исследование потенциала ветровой и солнечной энергии, 3) расчет нагрузок потребителем, 4) выбор оборудования электроснабжения, защитного оборудования, 5) расчет технико-экономических показателей, 6) решение вопросов безопасности;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) *однолинейная схема;*
- 2) *характеристика ВЭТЭ с учетом розн ветров;*
- 3) *общий вид на ВЭТЭ;*
- 4) *графики выработки энергии ВЭТЭ.*

Рекомендуемая основная литература:

- 1) *Матвеев В. "Возобновляемые источники энергии";*
- 2) *Висарионов В. "Солнечная энергетика"*
- 3) *Конспект лекций по дисциплине "Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии";*
- 4) *Методические указания к выполнению разделов "Экономическая часть", "Безопасность жизнедеятельности".*

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Основной	Болотов А.В.	01.10.2013	<i>А. Болотов</i>
Безопасность жизнедеятельности	Санатова Т.С.	1.04 - 23.05.14	<i>Т. Санатова</i>
Экономический	Валиева Л.Ш.	01.04 - 23.05.14	<i>Л. Валиева</i>

Аннотация

В данной дипломной работе рассматривается использование КЭС ВРТБ (комплексная энергетическая система ветровая роторная турбина Болотова) для электроснабжения потребителя 1 категории. Районная телевизионная станция располагается в поселок Ажар, кызылординская область.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыста КЭЖ ВРБТ (кешендік энергия жүйесі винд-роторлық Болотов турбинасы) арқылы бірінші категориялық тұтынушыны электрмен жабдықтау қарастырылады. Аудандық теледидарлық станция Ажар ауылында орналасады, қызыорда ауданы.

Annotation

In this thesis research we consider IES BWRT (integrated energy system Bolotov wind-rotor turbine) application in electric power supply for the first category consumer. Regional television station is situated in Azhar village, Kyzyl orda

Содержание

Введение	7
1 Традиционная и альтернативная энергетика	10
1.1 Природные ресурсы, используемые в энергетике	10
1.2 Энергетический сектор Республики Казахстан	11
2 Определение энергетического потенциала	14
2.1 Описание местности расположения площадки	14
2.2 Потенциал ветровой энергии Кызылординской области	15
2.3 Потенциал солнечной энергии Кызылординской области	17
2.4 Система автономного электроснабжения ретранслятора	21
3 Выбор и расчет оборудования электроснабжения	29
3.1 Выбор и расчет количества аккумуляторных батарей	29
3.2 Выбор и расчет ветроэнергетической установки	34
3.3 Выбор и расчет выработки энергии ФЭП	56
3.4 Выбор резервного источника питания	58
4 Экономическая часть	61
4.1 Резюме	61
4.2 Расчет финансовых показателей	62
5 Безопасность жизнедеятельности	67
5.1 Молниезащита объекта	67
5.2 Расчет зануления	70
5.3 Защита от шума	77
Заключение	82
Список литературы	83
Приложение А - Карта солнечного сияния	84
Приложение Б - Карта ветропотенциала Казахстана	85
Приложение В - Применение вычислительной техники	86

Введение

В данной дипломной работе рассматривается проект электроснабжения районной телевизионной станции в поселке Ажар с использованием комплексной энергосистемы ветер-солнце.

Республика Казахстан находится на этапе перехода к устойчивому социально-экономическому развитию. Ежегодный прирост Внутреннего Валового Продукта составляет порядка 8 процентов. Большое внимание уделяется диверсификации экономика, предпринимаются попытки по отходу от сырьевой направленности промышленности и сельского хозяйства. В ходе реализации находится задача входа страны в 50 наиболее конкурентоспособных стран мира.

Характерной чертой экономики страны является высокое потребление энергии. Удельное потребление энергии на единицу ВВП составляет около 2тенге/1000USD. Данный показатель превышает показатели стран ОСЭСР в несколько раз.

Энергоемкость экономики все еще остается на достаточно высоком уровне, что отрицательно сказывается на рациональности использования топливно-энергетических ресурсов, снижается конкурентоспособность экономики, а также является причиной загрязнения окружающей среды, в том числе парниковыми газами. Удельные выбросы парниковых газов на единицу ВВП составляют порядка бкг CO₂/1USD, что является третьим показателем в мире.

Выбросы вредных веществ в атмосферу от угольных электростанций составляют около 1 млн. тонн в год, в то время как общий объем загрязняющих веществ в окружающую среду превышаем 11 млн. тонн в год. Доля энергетического сектора в общих выбросах парниковых газов составляет порядка 45%, или более 70 млн. тонн CO₂ эквивалента в год.

По оценкам экспертов, стоимость внешнего ущерба окружающей среде от угольной энергетика в Казахстане составляет около 7,7 тенге за каждый кВт*ч электроэнергии, что в общем за год составляет порядка 4,3 млрд долларов США, если учесть объем вырабатываемой на них электроэнергии.

Согласно Стратегии индустриально-инновационного развития Республики Казахстан, энергоемкость экономики страны должна быть снижена в два раза к 2015 году. В Концепции перехода Республики Казахстан к устойчивому развитию 2007-2024 годы предполагается, что в энергетическом балансе страны к 2024 году доля альтернативных источников сырья должна составить 5% в общем энергетическом балансе страны [2].

Указом Президента Республики Казахстан 26 марта 2009 года был ратифицирован Киотский протокол, который по праву можно назвать важнейшим экологическим документом современности. Главная цель, преследуемая данным документом – сокращение антропогенного воздействия на окружающую среду [9].

У Республики Казахстан существуют определенные обязательства перед ООН. После ратификации Рамочной конвенции ООН об изменении климата в 1995 году Казахстан обязуется сокращать количество вредных промышленных выбросов в атмосферу. Также в 2002 году был принят Закон «Об охране атмосферного воздуха».

По заключению международных наблюдателей экологическая ситуация в промышленных центрах республики, как Жезказкан, Усть-Каменогорск, Павлодар, близится к экологической катастрофе. В процентном соотношении предприятиями цветной металлургии выбрасывается в атмосферу порядка 29%, второе место занимает теплоэнергетика – 23%, черная металлургия и нефтегазовая промышленность – 17% и 10% соответственно, прочие, - включая горнодобывающую промышленность, – 20%. В случае увеличения отечественных промышленных мощностей избежать роста выбросов вредных веществ в атмосферу Казахстана не удастся [3].

На сегодняшний день выработка электроэнергии в стране производится с использованием традиционных источников. Доля вырабатываемой электроэнергии на теплоэлектростанциях (ТЭС) и гидроэлектростанциях (ГЭС) соответственно составляет 88% и 12%. Низкокалорийный бурый уголь с высоким содержанием воды, сжигаемый на тепловых электростанциях, чаще всего не отвечающего стандартам котельного оборудования, приводит к некоторым негативным последствиям:

- выбросу в воздушный бассейн вредных химических веществ в концентрациях, многократно превышающих предельно допустимые, наряду с огромными объемами «парникового газа», который является причиной глобального потепления климата на планете;
- загромождению золоотвалами и терриконами отработанной породы, пыль, зола и шлаки с которых разносятся на километры;
- инициированию кислотных дождей, а также истощению защитного озонового слоя в верхних слоях атмосферы;
- сжиганию кислорода в больших масштабах, технологическому потреблению воды и дорогостоящей водоподготовке.

Построенные в середине XX столетия объекты электроэнергетики, на сегодняшний день физически истощены и морально устарели. Электрические сети с большим количеством одностранформаторных подстанций, строительство которых велось по упрощенным схемам, а также тупиковые ЛЭП не обеспечивают надежного электроснабжения потребителей.

Учитывая особенности энергосистемы, а также относительной малонаселенности и неразветвленности электрических сетей региона, качественное и бесперебойное электроснабжение объекта стратегического значения приобретает особое значение, потому вопрос электроснабжения является первоочередным. Электроснабжение удаленного объекта с точки зрения традиционной энергетики является невыгодным ввиду огромного расстояния до ближайшей ЛЭП 10 кВ или 0,4 кВ. Строительство новой линии и установка ТП – это не самый экономичный способ обеспечения объекта электроэнергией.

Значительная протяженность сельских линий электропередач, длина которых составляет около 360 тыс. км, обусловлена большой территорией страны и низкой плотностью населения. Содержание сельских электрических сетей большой протяженности, при низком уровне потребления, равно как и значительные потери (25-50%) в значительной степени повышают себестоимость электроэнергии у потребителей. По оценкам экспертов реальная стоимость транспорта электроэнергии для маломощных отдаленных потребителей может достигать 5 центов/кВт·ч, что делает энергоснабжение таких потребителей экономически нерентабельным. Согласно отчету Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан 255 сельских населенных пунктов страны лишены электроснабжения. Также на территории страны расположены порядка 180 тыс. крестьянских хозяйств, большая часть которых не имеют доступа к электроснабжению. Отсутствие электроснабжения, телефонной связи и водоснабжения ухудшает условия проживания населения, тормозит социально-экономическое развитие в сельской местности.

Целью данной дипломной работы является проектирование электроснабжения районной телевизионной станции в поселке Ажар с использованием комплексной энергосистемы ветер-солнце.

К основным задачам работы можно отнести:

- юридическое обоснование целесообразности использования возобновляемых источников энергии в Республике Казахстан;
- исследование потенциала ветровой и солнечной энергии региона;
- расчет нагрузок потребителя;
- выбор оборудования электроснабжения, защитного оборудования;
- решение вопросов безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды;
- расчет технико-экономических показателей объекта;

1 Традиционная и альтернативная энергетика

1.1 Природные ресурсы, используемые в энергетике

Производство энергии предполагает получение энергии в удобном виде, поскольку получение представляет собой лишь преобразование ее из одного вида в другой.

На сегодняшний день существуют три способа освобождения энергии, заключенной в веществе:

- изменение электронных связей атомов в процессе химических реакций;
- разрушение и изменение связи между нуклонами тяжелых ядер при ядерных реакция деления (ядерная энергия) или соединения нуклонов легких ядер при ядерных реакция синтеза (термоядерная энергия);
- полное превращение вещества в поле при реакциях аннигиляции обычного и антиобычного веществ («аннигиляционная» энергия).

Два первых способа получения энергии являются основными для современной энергетике, последний же был обнаружен относительно недавно и лишь на начальном этапе исследования.

Таблица 1.1 - Запасы некоторых источников энергии на Земле

Вид энергии	Запасы, кВт · ч
Невозобновляемые источники энергии:	
Ядерная энергия (деления)	$547000 \cdot 10^{12}$
Химическая энергия горючих веществ	$55000 \cdot 10^{12}$
Внутреннее тепло Земли	$134 \cdot 10^{12}$
Ежегодно возобновляемые источники энергии:	
Энергия солнечных лучей	$580000 \cdot 10^{12}$
Энергия морских приливов	$70000 \cdot 10^{12}$
Энергия ветра	$1700 \cdot 10^{12}$
Энергия рек	$18 \cdot 10^{12}$

На сегодняшний день более девяноста процентов потребности человечества в энергии обеспечивается топливными запасами угля, нефти и газа, а также энергией рек, составляющей порядка пяти процентов.

По расчетам экспертов, при потреблении энергии в нынешних объемах, ископаемых источников энергии хватит не более чем на 100-150 лет. Альтернативные источники энергии, такие как энергия ветра, приливов, тепло Земли, солнечное излучение не учитывались. А ведь энергия, которую можно получить за счет морских приливов, превышает суммарную энергию всех химических горючих веществ – нефти, газа, угля, - которые являются основными на данном этапе развития науки [6].

1.2 Энергетический сектор Республики Казахстан

В экономике Казахстана энергетический сектор является одним из наиболее развитых секторов. Запасы ископаемого топлива Республики Казахстан составляют порядка 4% от общемировых запасов топлива. В 2003 году общее производство первичных энергетических ресурсов в Казахстане составило около 105 миллионов тенге, примерно поровну разделились доли экспорта и внутреннего потребления, чуть более 50 миллионов тенге. Доли потребления угля составила 67%, нефти и газа 21% и 12% соответственно.

Помимо ископаемого топлива, Казахстан также обладает значительными запасами возобновляемой энергии в виде гидроэнергии, энергии солнца, ветровой энергии, биомассы. Однако, за исключением гидроэнергии, эти ресурсы не нашли широкого применения до настоящего времени.

Основным потребителем топлива в Казахстане является производство электроэнергии и тепла. Годовое потребление топлива этим сектором составляет порядка 30 миллионов тенге. Основную роль в структуре топливного баланса электростанций играет уголь – 75%, доля газа – 23% и мазута – 2%.

Производство электроэнергии в Казахстане в 2010 году составило около 85 миллиардов кВт/ч. Наблюдается устойчивая динамика увеличения потребления и производства электроэнергии, что связано с развитием экономики. В таблице 1.2 представлена динамика роста потребления и производства электроэнергии.

Таблица 1.2 – Динамика роста потребления и производства электроэнергии

Годы	2006	2007	2010	2015
Потребление электроэнергии, млрд. кВт · ч /год	71,8	76,6	91,5	113
Производство электроэнергии млрд. кВт · ч /год	71,5	75,5	85,0	94,5
Дефицит, млрд. кВт · ч /год	0,3	1,1	6,5	18,5

При существующих генерирующих мощностях наблюдается дефицит производства электроэнергии. Установленная мощность электростанции страны составляет около 18,7 тысяч МВт. Однако учитывая значительный срок эксплуатации (25 и более лет), располагаемая мощность составляет 14,6 тысяч МВт. Доля энергии, производимой тепловыми станциями в структуре генерирующих мощностей, равна 87% или 15,42 МВт, доля гидроэлектростанции – около 12%, другие – 1%.

Изношенность основных фондов требует значительных инвестиций в строительство новых электростанций для удовлетворения повышающегося спроса на электроэнергию.

В 2007 году Правительство РК приняло План развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан до 2015 года. В рамках

программы предусматривается ввод новых мощностей в размере 5598 МВт до 2015 года, в том числе на угле – 4250 МВт [7].

Правительством 9 апреля 1999 г. была принята Программа развития электроэнергетики Республики Казахстан до 2030 г. Использование возобновляемых источников энергии указывается как одно из приоритетных направлений развития энергетического сектора и решения экологических вопросов Республики Казахстан [8].

Доминирующую роль в электроэнергетической отрасли будет продолжать играть централизованное электроснабжение на базе крупных угольных электростанций с передачей мощности и энергии в энергодефицитные регионы, что подразумевает необходимость дальнейших инвестиций в расширение энергосетевого хозяйства, а также увеличение потерь электроэнергии при транспортировке и загрязнение окружающей среды, в том числе выбросами парниковых газов. Ежегодные выбросы вредных веществ в атмосферу от угольных станций составляют порядка 1 миллиона тонн, а общий объем загрязняющих веществ в окружающую среду превышает 11 миллионов тонн. Доля энергосектора в общих объемах выброса парниковых газов составляет 45%, или более 70 миллионов тонн CO₂ эквивалента в год. Объем выбросов парниковых газов от энергосектора в 2012 году превысил показатель 1990 года и составил порядка 100 миллионов тонн CO₂ экв.

Одним из актуальных вопросов является энергоснабжение удаленных потребителей. Значительная территория Казахстана при централизации электроснабжения обуславливают наличие распределительных линий электропередач, составляющей около 360 тысяч км. Значительные потери электроэнергии при транспорте, а также само строительство и содержание электрических сетей большой протяженности негативно сказывается на экономике энергоснабжения. Часть сельских электросетей пришла в негодность и восстановление их экономически нецелесообразно. Согласно данным Министерства сельского хозяйства, в Республике Казахстан 255 сельских населенных пунктов и порядка 9 тысяч фермерских хозяйств не имеют доступа к централизованному электроснабжению. Также из-за отсутствия энергоснабжения, в ряде регионов страны очень остро стоит вопрос водоснабжения. К примеру, только в Мангыстауской области таких населенных пунктов насчитывается 35 с общим населением более 28 тысяч человек. Отсутствие электро- и водоснабжения значительно ухудшают условия развития удаленных сельских территорий.

С учетом целей и задач, поставленных в Концепции перехода Республики Казахстан к устойчивому развитию на 2007-2024 годы, а также международных обязательств Республики Казахстан по выполнению программ и мероприятий по предотвращению воздействия на изменение климата, использование местных возобновляемых источников энергии является здоровой альтернативой централизованному электроснабжению на базе крупных угольных электростанций.

Учитывая постоянно растущий спрос на электроэнергию, а также планы наращивания мощности и производства электроэнергии практически во всех регионах Казахстана, актуальность использования возобновляемых источников энергии сохраняется во всех регионах, где есть потенциал возобновляемых источников энергии.

Основу мировой энергетики в настоящее время составляет использование органического топлива. Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА) за 2003 год в мире было произведено 16691 ТВтч электроэнергии. За счет органического топлива было произведено порядка 66,4%, доли крупных гидроэлектростанций и атомной энергетики составили 15,9% и 15,8% соответственно, остальные 1,9% приходятся на долю возобновляемых источников энергии. Ограниченность и неравномерность распределения ресурсов ископаемого топлива при постоянном росте потребления энергетических ресурсов, стремление к энергетической безопасности и независимости, а также ограничения по объемам выбросов парниковых газов оказывают существенное влияние на развитие энергетики.

Совокупность данных факторов приводит к необходимости развития и увеличения доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе. Согласно проведенным исследованиям международных энергетических агентств и институтов, доля возобновляемых источников энергии в мировом энергобалансе к 2050 году может составить порядка 18%.

2 Определение энергетического потенциала

2.1 Описание местности расположения площадки

Территория Кызылординской области, где расположена районная телевизионная станция, составляет 226,0 тыс. км² или 8,3% территории республики, и расположена на юге Казахстана в пределах Туранской низменности, на Востоке расположены отроги хребта Каратау, на Северо-западе пески приаральского Каракума, на юго-западе - пески Кызылкум.

В области 7 сельских районов и 3 города, 2 поселка, 263 населенных пунктов. Население области составляет 695,1 тыс. человек, плотность населения в среднем на 1 кв. км территории составляет 3,07 человек. Административным центром является город Кызылорда.

Подписанная президентом Республики Казахстан Назарбаевым Н.А. «Программа развития Кызылординской области на 2011-2015 годы» особо выделяет пункт, согласно которому доля использования альтернативных источников энергии в общем объеме электропотребления страны должна составить 1,5%. Кызылординская область обладает значительными ресурсами возобновляемых источников энергии, составляющими потенциал ее уникальных конкурентных преимуществ.

Доля производства и распределения электроэнергии в структуре промышленности Кызылординской области составляет лишь 2,5% по состоянию на начало 2010 года, что негативно сказывается на обеспеченности электрической энергией поселений региона.

Электроэнергетика региона включает следующие секторы:

- производство электрической энергии;
- передача электрической энергии;
- электроснабжение;
- иные организации, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики.

На сегодняшний день электроснабжение в Кызылординской области функционируют две электростанции: ГКП «КТЭЦ» мощностью 63 МВт и КОГТЭС мощностью 50 МВт. Внутренние энергоисточники обеспечивают потребности региона лишь на треть, остальные недостающие объемы поставляются, в основном, из Северных и Южных регионов страны.

Динамика роста производства электроэнергии очень невелика и отстает от темпов роста потребления.

Таблица 2.1 – Динамика роста производства электроэнергии

Наименование	Единица измерения	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2009 г к 2005 г в %
Электроэнергия	млрд. кВт · ч	1,0	1,04	1,1	125

По состоянию на начало 2010 года общая протяженность высоковольтных воздушных и кабельных линий составляет 9188,58 км, из них: воздушные электрические сети - 9063,31 км; кабельные линии - 125,27 км. Также имеются подстанции – 126 шт., комплектные потребительские трансформаторные подстанции - 1486 шт [3].

Совокупность проблем, таких как большая отдаленность до линий электропередач, значительный износ которых в Кызылординской области достигает 50%, большие капитальные вложения на строительство ЛЭП и трансформаторных подстанций, является серьезной проблемой для регионов.

В целях обеспечения отдаленных потребителей, в частности районной телевизионной станции, электроэнергией за счет использования возобновляемых источников энергии видится целесообразным решением проблемы. Однако их распределение неравномерно, соответственно, необходимо определить энергетический потенциал возобновляемых источников энергии области.

2.2 Потенциал ветровой энергии Кызылординской области

В вопросе электроснабжения объекта от ветровой энергии определение ветрового потенциала исследуемого региона является первоочередной задачей. Данные по ветропотенциалу для Кызылординской области находятся в свободном доступе на официальном сайте Комитета по Возобновляемым Источникам Энергии.

Измерения скорости и направления ветра для оценки ветропотенциала региона проводились с 10 минутным интервалом в течение года, что соответствует международным стандартам IЕА/IEC. Подтверждение и обработка полученной информации осуществлялась австралийской компанией «РВ Power» [4].

Ветровой потенциал региона вычислялся:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot t, \quad (2.1)$$

где ρ – плотность воздуха, 1,223 кг/м³;

V – скорость ветра, м/с;

t – время, в течении которого дул ветер со скоростью V , часы.

Рассчитаем ветровой потенциал Кызылординской области, полученные данные сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Потенциал ветровой энергии Кызылординской области

№	Скорость, м/с	Повторяемость, ч	Мощность, кВт	Энергия, кВт·ч	Повторений
1	3,00	378,17	0,26	99,90	2269
2	4,00	506,00	0,63	316,85	3036
3	5,00	924,83	1,22	1131,07	5549
4	6,00	1144,00	2,11	2417,67	6864
5	7,00	1100,83	3,36	3694,30	6605
6	8,00	1007,33	5,01	5046,14	6044
7	9,00	828,17	7,13	5906,93	4969
8	10,00	678,83	9,78	6641,71	4073
9	11,00	474,17	13,02	6174,84	2845
10	12,00	378,83	16,91	6404,84	2273
11	13,00	301,83	21,50	6488,04	1811
12	14,00	195,83	26,85	5257,60	1175
13	15,00	170,17	33,02	5619,07	1021
14	16,00	88,00	40,08	3526,62	528
15	17,00	38,50	48,07	1850,65	231
16	18,00	23,33	57,06	1331,41	140
17	19,00	14,33	67,11	961,89	86
18	20,00	8,83	78,27	691,40	53
19	Итого	8262,00		34332,08	24562

На рисунке 2.1 показана доля энергии ветрового потока, вносимая каждой скоростью ветра в течение года.

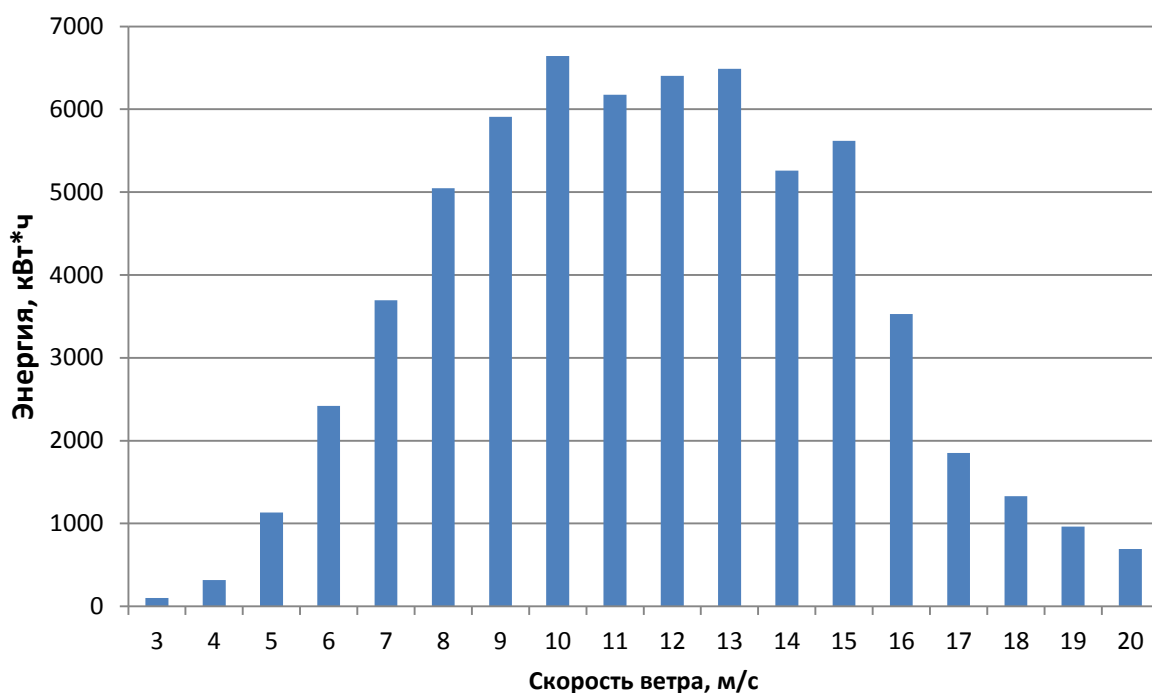


Рисунок 2.1 – Доля энергии, вносимая каждой скоростью ветра

2.3 Потенциал солнечной энергии Кызылординской области

Исходные данные:

Северная широта – 44,45019

Восточная долгота – 61,46157

$n = 15$

$R_{h\max} = 700 \text{ Вт/м}^2$

Расчет длительности дня

Расчет производится по следующему методу. Склонение Солнца δ в данные сутки n определяется по формуле Купера:

$$\delta = \delta_0 \cdot \sin (360 \cdot (284 + n) / 365), \quad (2.2)$$

где $\delta_0 = 23,45$ для северного полушария;

n - номер суток с начала года.

$$\begin{aligned} \delta &= 23,45 \cdot \sin (360 \cdot (284 + 15) / 365) = 23,45 \cdot \sin (294,90) = \\ &= 23,45 \cdot (-0,907) = -21,27. \end{aligned}$$

Продолжительность солнечного дня T_c в данные сутки рассчитывается по формуле:

$$T_c = 2/15 \cdot (\arccos (-\text{tg}\varphi_0 \cdot \text{tg}\delta)), \quad (2.3)$$

где φ_0 – широта, на которой располагается потребитель.

$$\begin{aligned} T_c &= 2/15 \cdot \arccos (-\text{tg}44 \cdot \text{tg}(-21,27)) = \\ &= 2/15 \cdot \arccos ((-0,65 \cdot (-0,39)) = 2/15 \cdot 74,38 = 9,16 \text{ ч.} \end{aligned}$$

Аналогично расчету для 15 суток года рассчитаем длительность светового дня в течение года с интервалом измерений 30 дней и внесем полученные данные в таблицу 2.3.1.

По полученным данным видно, что T_c варьируется в течение года от 9,16 часа до 8,84 (данные средних дней месяцев), соответственно количество энергии, вырабатываемая солнечными панелями будет наибольшей в 166 день и наименьшей в 349 день года.

Далее необходимо рассчитать изменение мощности потока солнечной радиации в течение дня. Затем просуммировав значения R_h с учетом времени, можно будет определить количество энергии, которую можно получить с 1 м^2 в течение дня.

Расчет изменения мощности потока солнечной радиации

Расчетные соотношения для первого часа солнечной активности:

$$R_h = R_{hmax} \cdot \sin (180 \cdot t/T_c), \quad (2.4)$$

где t – порядковый номер часа солнечной активности;

R_{hmax} – максимальный поток солнечной радиации для региона;

T_c – длительность светового дня.

$$\begin{aligned} R_h &= 700 \cdot \sin (180 \cdot 1/9,16) = 700 \cdot \sin (19,65) = \\ &= 700 \cdot 0,34 = 235,35 \text{ Вт/м}^2; \end{aligned}$$

Полученное значение R_h показывает нам мощность потока солнечной радиации на квадратный метр в данный час солнечной активности. В течение дня этот показатель меняется: сначала увеличивается, затем уменьшается, достигая своего максимального значения в районе полудня. Для других часов расчет является аналогичным, рассчитаем и внесем в таблицу 2.3.

Преимуществом использования солнечной энергии в качестве основного источника энергии является ее прогнозируемость и прямая зависимость от длительности солнечного дня, соответственно, времени года, однако малый коэффициент использования солнечной энергии (15-20%) преобразователями, а также имеют относительно более высокие цены за кВт*ч энергии в сравнении с ветряными установками [10].

На рисунке 2.2 предоставлен среднемесячный график изменения солнечной энергии.

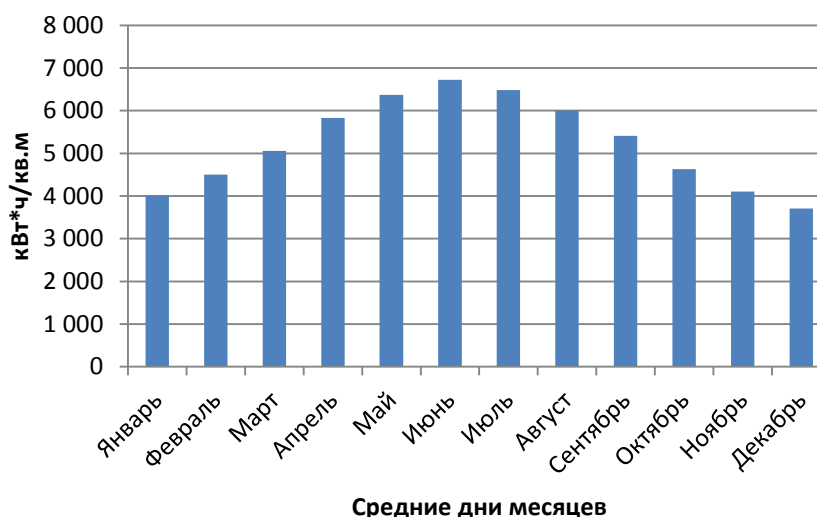


Рисунок 2.2 – Среднесуточный график изменения солнечной энергии

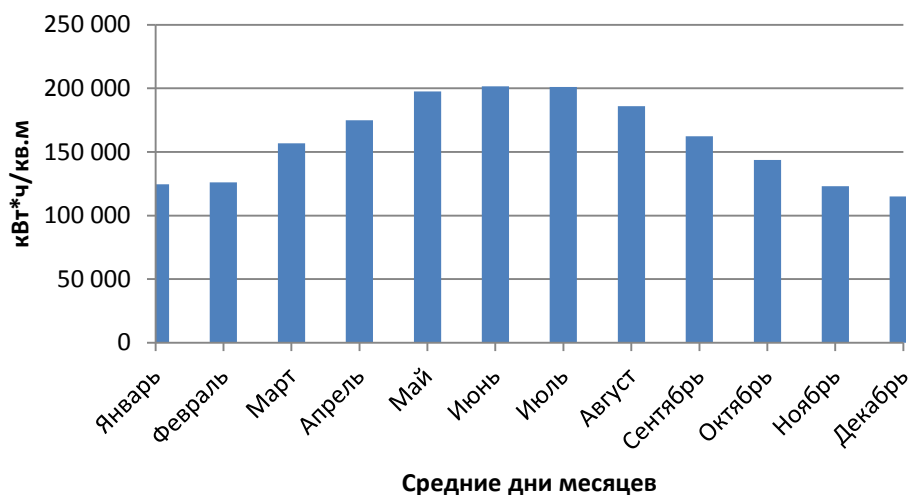


Рисунок 2.3 – Среднемесячный график изменения солнечной энергии

По полученным расчетам видно, что Кызылординская область обладает значительным потенциалом ветровой энергии в размере 63560,92 кВт · ч и солнечной энергии 141516,48 кВт · ч и электроснабжение потребителя с использованием возобновляемых источников энергии целесообразно с энергетической точки зрения.

Среднемесячный график изменения солнечной энергии приведен на рисунке 2.3 и имеет такой же вид, как и среднесуточный график, так как имеет прямую зависимость от длительности солнечного дня.

Количество пасмурных дней для региона не превышает 20 дней в году и их учет при расчете выработки солнечной энергии преобразователями не производился.

Таблица 2.3 – Потенциал солнечной энергии в поселке Ажар

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Номер	15	45	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
Дней	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Tс	9,16	10,26	11,65	13,19	14,47	15,16	14,88	13,76	12,28	10,79	9,48	8,84
δ	-21,27	-13,62	-2,82	9,41	18,79	23,31	21,32	13,78	2,22	-9,60	-19,15	-23,34
1	235,35	211,03	186,50	165,20	150,82	144,03	146,73	158,40	177,19	200,94	227,73	243,64
2	443,30	402,42	359,52	321,07	294,56	281,90	286,94	308,58	342,84	384,97	430,68	456,81
3	599,63	556,37	506,55	458,80	424,46	407,70	414,41	442,75	486,16	536,59	586,77	612,86
4	686,15	658,55	616,95	570,61	534,42	516,05	523,46	553,96	597,82	643,05	679,03	692,26
5	692,79	699,45	682,76	650,19	619,27	602,33	609,25	636,42	670,53	695,37	697,41	685,10
6	618,76	675,27	699,22	693,03	675,04	662,82	667,97	685,87	699,56	689,17	639,92	592,27
7	472,70	588,26	665,12	696,71	699,10	694,95	697,01	699,74	683,03	624,96	512,81	425,36
8	271,60	446,52	582,95	661,04	690,32	697,35	695,08	677,31	622,01	508,14	329,91	
9		263,23	458,63	588,02	649,11	669,90	662,26	619,75	520,47	348,54		
10			301,16	481,77	577,42	613,78	600,02	530,03	385,04			
11				348,32	478,59	531,40	511,12	412,82	224,52			
12				195,18	357,29	426,28	399,51	274,19				
13					219,20	302,91	270,15					
14						166,58						
Итого (день), кВт·ч	4 020,28	4 501,09	5 059,35	5 829,93	6 369,61	6 717,97	6 483,90	5 999,82	5 409,18	4 631,73	4 104,27	3 708,30
Итого (месяц), кВт·ч	124 628,73	126 030,52	156 839,86	174 898,02	197 457,76	201 539,11	201 000,78	185 994,57	162 275,30	143 583,53	123 127,96	114 957,36

2.4 Система автономного электроснабжения ретранслятора

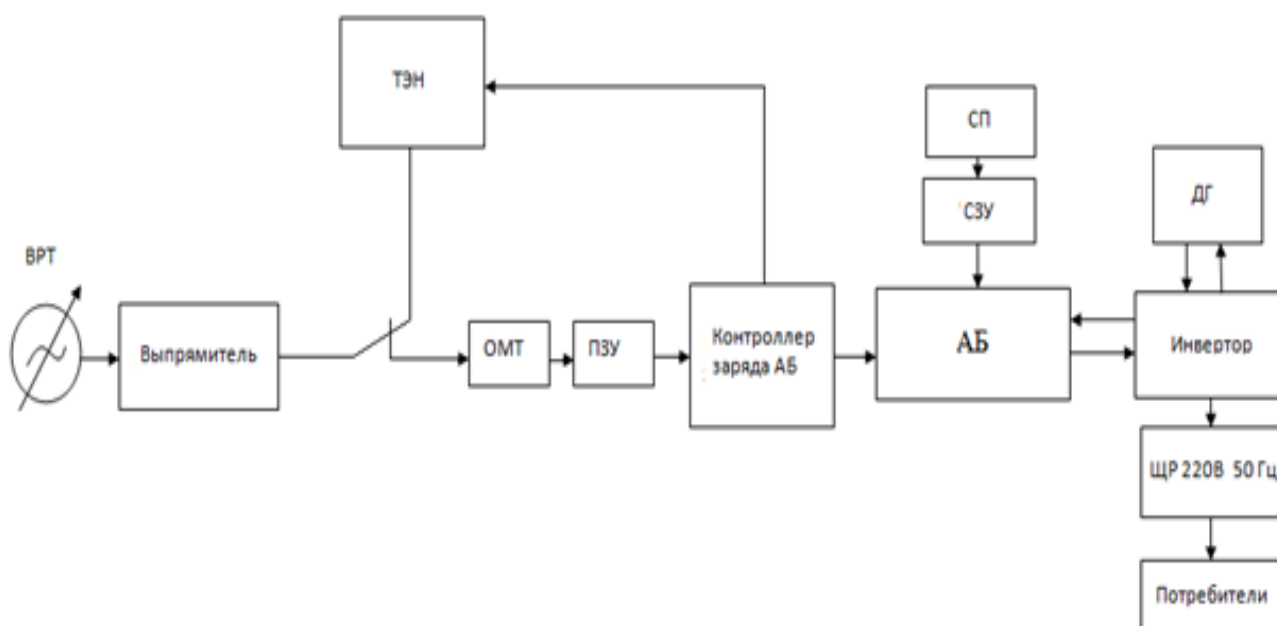
Синергетический эффект

Электроснабжение данного объекта будет осуществляться с использованием системы ветер-солнце. Данное обстоятельство обусловлено синергетическим эффектом выработки электроэнергии.

В состав системы входят ВЭУ, фотоэлектрические преобразователи, а также аккумуляторные батареи и дизель-генератор в качестве третьего резервного источника питания. В нормальном режиме работают одновременно ветровая и солнечная составляющие системы, что обеспечивает синергетический эффект: при любых погодных условиях обеспечивается расчетная выработка энергии. Данный эффект обусловлен тем, что ветровая и солнечная энергия дополняют друг друга: в периоды слабой солнечной радиации усиливается ветер и наоборот. Дизель-генератор необходим в качестве резервного источника питания.

Все это обеспечивает непрерывную подачу энергии потребителям в независимости от времени суток, месяца и года.

Структура ветро-солнце-дизельной энергосистемы



ВРТ – ветровая роторная турбина; ОМТ – ограничитель максимального тока; ЗУП – зарядное устройство порционное; АБ – аккумуляторные батареи; ТЭН - термоэлектрический нагреватель; ДГ – дизельный генератор; СП – солнечная панель; СЗУ – солнечное зарядное устройство; ЩР – щиток распределительный.

Рисунок 2.4.2.1 - Структурная схема системы автономного электроснабжения районной станции

Основным источником электрической энергии является ветрогенератор. Он преобразует энергию ветра в энергию трехфазного переменного тока, который с помощью выпрямителя преобразуется в постоянный ток для заряда аккумуляторных батарей.

Дополнительным источником электрической энергии в системе электроснабжения является солнечная панель. В дневное время суток с помощью солнечного зарядного устройства происходит заряд аккумуляторных батарей.

В системе имеется ограничитель максимального тока, предназначенный для защиты порционного зарядного устройства от больших токов, способных испортить аккумуляторные батареи или же вывести их из строя. Предназначение ПЗУ заключается в том, чтобы равномерно распределять заряд между аккумуляторными батареями, в которых осуществляется накопление электрической энергии.

К батарее аккумуляторов подключается инвертор, преобразующий напряжение 48 В постоянного тока в стандартное синусоидальное напряжение 220 В 50 Гц за счет чего осуществляется питание потребителя, районной телевизионной станции.

Для предотвращения перезаряда аккумуляторных батарей используется контроллер. При избыточном заряде батареи контроллер включает термоэлектрический нагреватель.

В случае штилевой погоды потребители питаются также через инвертор, который преобразует напряжение постоянного тока аккумуляторной батареи в напряжение переменного тока. Контроль разряженности аккумуляторных батарей осуществляется инвертором по величине напряжения. При значении напряжения ниже установленного, инвертор выдает команду на включение дизель-генератора.

После того как дизель-генератор выйдет на рабочий режим, напряжение переменного тока с дизель-генератора подается через инвертор потребителям, а с помощью встроенного в инвертор зарядного устройства, заряжает аккумуляторную батарею, от которого продолжается электроснабжение потребителей постоянного тока. В контроллере программируется режим заряда аккумуляторной батареи и им же контролируется. При полном заряде аккумуляторной батареи инвертор подает сигнал на отключение дизель-генератора.

Описание потребителя

Ретранслятор – это оборудование связи, которое соединяет два или более радиопередатчика, удалённых друг от друга на большие расстояния.

Ретранслятор относится к потребителям первой категории и служит для приема и передачи информации.

Понятие потребителей первой категории, а также требования, предъявляемые к ним закреплены в Правилах Установки Электроустановок (ПУЭ):

В соответствии с правилами устройства электроустановок объект относится к электроприемникам первой категории, подпадает под действие п.п.1.2.1 и п.п.1.2.2 и должен иметь соответствующее обеспечение электроэнергией.

1.2.1 Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

1.2.2 Электроприемники первой категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников первой категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), предназначенные для этих целей агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Районная телевизионная станция имеет в своем составе оборудование, работающее в номинальном режиме в течение суток. Для определения постоянно потребляемой мощности и энергии в течение суток необходимо просуммировать потребление самой станции с осветительной нагрузкой, необходимой для станции.

Согласно расчетным данным, постоянно потребляемая мощность данного объекта составляет 3,95 кВт или 56,8 кВт·ч/сутки в энергетическом выражении (с учетом осветительной нагрузки). Необходимо спроектировать систему так, чтобы независимо от внешних факторов обеспечить непрерывную работу системы в течение 24 часов (время резервирования).

Таблица 2.4 – Состав нагрузки

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт	Мощность, Вт		Время работы в течение суток, ч	Потребление за сутки, кВт·ч	
			Одного	Суммарная			
1	Телевизионная станция						
	1.1	Передатчик DVB-T2	1	250	250	24	6
	1.2	Приемник DVB-S2	2	100	200	24	4,8
	1.3	Сайт контролер	1	120	120	24	2,88
	1.4	Коммутатор L-Band	1	30	30	24	0,72
	1.5	Коммутатор 24 порта, СУМ	2	50	100	24	2,4
	1.6	Видеонаблюдение	1	250	250	24	6
	1.7	Приемо-передающая спутниковая станция VSAT	1	100	100	24	2,4
	1.8	Системы вентиляции и кондиционирования, прочее	1	2100	2100	12	25,2
2	Осветительная нагрузка		4	200	800	8	6,4
	Итого				3950		56,8

Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки объекта производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формуле:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{yo}, \text{ кВт}, \quad (2.4)$$

$$P_{po} = 0,4 \cdot 0,8 = 0,32, \text{ кВт},$$

$$Q_{po} = \text{tg } \varphi_o \cdot P_{po}, \text{ квар}, \quad (2.5)$$

$$Q_{po} = 0,5 \cdot 0,32 = 0,16, \text{ квар},$$

где K_{co} – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

P_{yo} – установленная мощность приемников освещения по объекту, определяется по удельной осветительной нагрузке на 1 м^2 поверхности пола известной производственной площади

$\text{tg } \varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности, определяется по $\cos \varphi$;

$$P_{yo} = p_o \cdot F, \text{ кВт}, \quad (2.6)$$

$$P_{yo} = 0,008 \cdot 100, \text{кВт},$$

где p_o - удельная расчетная мощность, кВт/м²;

F - площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, м².

С учетом проведенного расчета, необходимо в состав нагрузки также добавить статью осветительной нагрузки. Окончательный вид состава нагрузки представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Состав нагрузки

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт	Мощность, Вт		Время работы в течение суток, ч	Потребление за сутки, кВт·ч	
			Одного	Суммарная			
1	Телевизионная станция						
1.1	Передачик DVB-T2	1	250	250	24	6	
1.2	Приемник DVB-S2	2	100	200	24	4,8	
1.3	Сайт контролер	1	120	120	24	2,88	
1.4	Коммутатор L-Band	1	30	30	24	0,72	
1.5	Коммутатор 24 порта, СУМ	2	50	100	24	2,4	
1.6	Видеонаблюдение	1	250	250	24	6	
1.7	Приемо-передающая спутниковая станция VSAT	1	100	100	24	2,4	
1.8	Системы вентиляции и кондиционирования, прочее	1	2100	2100	12	25,2	
2	Осветительная нагрузка		4	200	800	8	6,4
	Итого				3950	56,8	

Выбор защитного оборудования

Электротехническое оборудование, используемое в районной телевизионной станции, имеет малую реактивную составляющую, соответственно, пусковые токи малой величины. Однако пренебречь их величинами нельзя при выборе защитного оборудования (выключатели и предохранители).

Проведем примерный расчет для первого электроприемника, для остальных электроприемников расчет будет аналогичным, полученные данные занесем в таблицу 1.9.

Для ЭП № 1 получим:

$$I_{НОМ} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \times U_{НОМ} \times \cos \varphi}, \text{А}, \quad (2.7)$$

$$I_{НОМ} = \frac{0,25}{\sqrt{3} \times 0,23 \times 1,0} = 0,63 \text{ А},$$

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}}, \text{ A}, \quad (2.8)$$

$$I_{\text{пуск}} = 5 \cdot 0,63 = 3,14 \text{ A}.$$

Таблица 2.6 - Технические данные ЭП

№	Наименование	$P_{\text{н}}$, кВт	$I_{\text{н}}$, А	$K_{\text{п}}$	$I_{\text{пуск}}$, А	α	$I_{\text{пуск}}/\alpha$	Cosf	
1	Телевизионная станция								
	1.1	Передатчик DVB-T2	0,25	0,63	5	3,14	2,5	1,26	1,00
	1.2	Приемник DVB-S2	0,2	0,50	5	2,51	2,5	1,00	1,00
	1.3	Сайт контролер	0,12	0,30	5	1,51	2,5	0,60	1,00
	1.4	Коммутатор L-Band	0,03	0,08	5	0,38	2,5	0,15	1,00
	1.5	Коммутатор 24 порта, СУМ	0,1	0,25	5	1,26	2,5	0,50	1,00
	1.6	Видеонаблюдение	0,25	0,63	5	3,14	2,5	1,26	1,00
	1.7	Приемо-передающая спутниковая станция VSAT	0,1	0,25	5	1,26	2,5	0,50	1,00
	1.8	Системы вентиляции и кондиционирования, прочее	2,1	5,86	5	29,29	2,5	11,71	0,90
2	Осветительная нагрузка		0,8	2,23	5	11,16	2,5	4,46	0,90

Выбор автомата для ЭП №1

$$P_{\text{р шр}} = 3,95 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{р шр}} = 19,78 \text{ A}.$$

$$I_{\text{крат}} = I_{\text{пуск}} = I_{\text{пуск наиб}} + \sum I_{\text{ном}}, \quad (2.9)$$

$$I_{\text{крат}} = 29,29 + (0,63 + 0,5 + 0,3 + 0,08 + 0,25 + 0,63 + 0,25 + 2,23) = 34,15 \text{ A}$$

Выбор автомата ВА51-31-1 производился по трем условиям:

- 1) $I_{\text{ном ав}} = 100 \text{ A} > I_{\text{н}} = 19,78 \text{ A};$
- 2) $I_{\text{ном расц}} = 50 \text{ A} > I_{\text{н}} = 19,78 \text{ A}; I_{\text{отс}} = 5 \text{ кА};$
- 3) $I_{\text{сраб эл расц}} > 1,25 \times I_{\text{крат}} = 1,25 \times 34,15 = 51,23 \text{ A};$
 $5 \text{ кА} > 51,23 \text{ A},$ условия выполняются.

Выбор кабеля к распределительному щиту для ЭП №1

Выбираем кабель ААШВ-1(3x16)+(1x10):

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{н}}, \quad (2.10)$$

$$I_{\text{доп}} = 111 \text{ A} > I_{\text{н}} = 19,78 \text{ A}.$$

Проверим выбранное сечение по коэффициенту защиты K_3 автомата, в траншее уложен 1 кабель, поэтому поправочный коэффициент $K_{\Pi} = 1$, $K_3 = 1$ коэффициент защиты для автомата с нерегулируемой характеристикой

$$I_{\text{доп}} = \frac{K_3 \times I_3}{K_{\Pi}} = \frac{1 \times 50}{1} = 50 \text{ А} < 111 \text{ А},$$

условие выполняется.

Расчеты защитных аппаратов и проводов для других ЭП приведены в таблице 2.7.

Выбор автоматического выключателя для ДГУ 5,2 кВт

Значение полной и активной мощности районной телевизионной станции из-за малой реактивной составляющей практически равно. В соответствии с этим допущением, получим:

Расчетный максимальный ток:

$$I_p = \frac{P_{\text{ДГУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.11)$$

$$I_{p \text{ шпр}} = \frac{5,2}{\sqrt{3} \cdot 0,23} = 12,57 \text{ А}.$$

Выбираем автомат марки ВА88-32 и проверяем, условия выбора:

- 1) $I_{\text{ном ав}} = 80 \text{ А} > I_{\text{н}} = 12,57 \text{ А};$
- 2) $I_{\text{ном расц}} = 80 \text{ А} > I_{\text{н}} = 12,57 \text{ А};$
- 3) $I_{\text{сраб эл расц}} = 400 \text{ А} > 1,25 \times I_{\text{пуск}} = 1,25 \times 12,57 = 15,7 \text{ А}.$

Таблица 2.7 - Расчет защитных аппаратов и проводов к ЭП

№	I _{дл} , А	I _{кр}	Выключатель				Предохранитель			Тип аппарата	Кз	Кз х Iз	I _{доп} каб.	Марка и сечение кабеля
			I _{ном} авт	I _{но} м р	I _{р.ср}	I _{пр.} ср	I _{р.вст}	I _{ном.пл}	I _{ном.пред}					
1	0,63	3,14	-	-	-	-	1,26	6,3	6,3	НПН-2-60	0,3	2,079	23	АПВ-4(1x6)
2	0,50	2,51	-	-	-	-	1,00	6,3	6,3	НПН-2-60	0,3	5,28	23	АПВ-4(1x6)
3	0,30	1,51	-	-	-	-	0,60	6,3	6,3	НПН-2-60	0,3	2,079	23	АПВ-4(1x6)
4	0,08	0,38	-	-	-	-	0,15	6,3	6,3	НПН-2-60	0,3	2,079	23	АПВ-4(1x6)
5	0,25	1,26	-	-	-	-	0,50	6,3	6,3	НПН-2-60	0,3	2,079	23	АПВ-4(1x6)
6	0,63	3,14	-	-	-	-	1,26	6,3	6,3	НПН-2-60	0,3	2,079	23	АПВ-4(1x6)
7	0,25	1,26	-	-	-	-	0,50	6,3	6,3	НПН-2-60	0,3	2,079	23	АПВ-4(1x6)
8	5,86	29,29	-	-	-	-	11,71	16	16	НПН-2-60	0,3	5,28	23	АПВ-4(1x6)
9	2,23	11,16	-	-	-	-	1,26	6,3	6,3	НПН-2-60	0,3	2,079	23	АПВ-4(1x6)
ШР	19,7	34,15	100	50	51,23	5000	-	-	-	ВА51-31-1	1	50	111	ААШВ-1(3x16)+(1x10);

3 Расчет и выбор оборудования электроснабжения

3.1 Выбор и расчет количества аккумуляторных батарей

Для системы автономного электроснабжения типа ветер-солнце выбор аккумуляторных батарей является особо важным вопросом. Применение обычных автомобильных аккумуляторов неприемлемо:

- не рассчитаны на циклические режимы работы, когда требуется отдавать накопленную энергию частями и долго;
- автомобильные аккумуляторы, даже так называемые «необслуживаемые», выделяют вредные газы.

Наиболее подходящим вариантом для систем автономного и резервного электроснабжения является использование специальных аккумуляторных батарей, рассчитанных на циклические режимы работы и регулярный глубокий разряд. Применимы аккумуляторные батареи с жидким электролитом (серия OpzS), а также герметичные, гелиевые (серия OpzV). При правильном проектировании они гарантируют надежное электроснабжение, однако стоимость данных аккумуляторных батарей достаточно высока в сравнении с автомобильными.

Промежуточное положение занимают батареи, выполненные по технологии GEL (Gel Electrolite) или AGM (Absorbent Glass Mat). В сравнении с автомобильными аккумуляторами их отличает лучшее качество, а также отсутствие выделения вредных веществ.

Аккумуляторные батареи с технологией AGM

AGM батареи – герметичные, необслуживаемые, не требуют вентилируемого помещения для установки. Батареи AGM прекрасно работают в буферном режиме, т.е. в режиме подзарядки. В таком режиме служат до 10-12 лет. Если же их использовать в циклическом режиме (т.е. постоянно заряжать-разряжать на хотя бы 30%-40% от емкости), то их срок службы сокращается.

Такие АБ используются в UPS; вообще UPS предназначены для аварийного завершения работ, а не для питания нагрузки в постоянном режиме. Поэтому, учитывая, что обычно они стоят в офисах, там и ставят AGM и гелиевые батареи. Даже если АБ и выйдет из строя преждевременно, все же это во многих случаях дешевле, чем риск потери информации и результатов работы.

Гелиевые батареи лучше выдерживают циклические режимы заряда-разряда. Их применение более желательно в системах автономного электроснабжения. Однако они дороже AGM батарей и тем более стартерных.

Почти все герметичные аккумуляторы могут устанавливаться на боку. Однако производитель обычно рекомендует устанавливать батареи в «нормальной», вертикальной позиции.

Такие АБ имеют большую, по сравнению со стартерными батареями, толщину пластин электродов, поэтому срок их службы в режиме длительного разряда намного превышает срок работы стартерных батарей.

В связи с этим, в системах на базе возобновляемых источников энергии, а также в системах бесперебойного питания, целесообразно использовать, хотя и более дорогие, герметичные, необслуживаемые АБ. Солнечная батарея, термоэлектрический генератор и небольшой мощности ветроэлектрическая установка вырабатывают сравнительно небольшой ток, поэтому заряд АБ длится много часов и в этом случае подходят даже самые дешевые из необслуживаемых АБ.

Аккумуляторные батареи с технологией GEL

Гелиевые аккумуляторной батареи имеют ряд преимуществ по сравнению с аккумуляторами с технологией AGM при сохранении всех их достоинств – герметичности, необслуживаемости, практическом отсутствии вредных газовойделений при работе, большой срок службы.

Гелиевые аккумуляторы имеют примерно на 10-30% больший срок службы, чем AGM аккумуляторы. Также они менее болезненно переносят глубокий разряд. Однако одним из основных преимуществ гелевых аккумуляторов перед AGM является существенно меньшая потеря емкости при понижении температуры аккумулятора.

Поэтому гелиевые аккумуляторы рекомендуется применять там, где требуется обеспечить долгий срок службы при более глубоких режимах разряда, а также, если температура аккумуляторов опускается ниже 5 градусов Цельсия.

Принимаем гелиевые аккумуляторные батареи Delta GL12-400, представленный на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 - Аккумулятор Delta GL12-400

Сферы применения:

- источники бесперебойного питания;
- гарантированное питание систем связи;
- телефонные станции;
- резервное питание станций сотовой и радиорелейной связи;
- системы солнечной и ветроэнергетики.

Свинцово-кислотные моноблоки Delta серии GL изготовлены по технологии GEL. В качестве электролита используется загущенная серная кислота в виде геля, что обеспечивает устойчивость аккумуляторов Delta GL к глубоким разрядам и высокую температурную стабильность. Расчетный срок службы составляет 5 лет. Аккумуляторы Delta серии GL предназначены для работы, как в буферном, так и в циклическом режимах.

К особенностям и преимуществам этих АБ можно отнести: Устойчивость к глубоким разрядам, температурная стабильность характеристик, исключены утечки кислоты, гарантируется безопасная эксплуатация с другим оборудованием, отсутствует газовыделение, достаточно естественной вентиляции, нет необходимости в контроле уровня и доливке воды. Корпус выполнен из негорючего пластика ABS.

Таблица 3.1 – Технические данные Delta GL12-400

Емкость	400 А · ч
Размеры	552x238x240
Масс	65 кг
Срок службы	
В буферном режиме	5 лет
В циклическом режиме	1800 циклов при 50% глубине разряда
Температурные режимы	
Хранение	от -35°C до +60°C
Заряд	от -10°C до +60°C
Разряд	от - 20°C до +60°C
Метод заряда	
Заряд постоянным напряжением	
Циклический режим	14.3-14.5 В
Буферный режим	13.4-13.7 В

После выбора аккумуляторной батареи, необходимо рассчитать количество и способ их соединения. Далее приводится расчет количества аккумуляторных батарей, а также выбирается схема их соединения.

Расчет количества аккумуляторных батарей

Определим количество аккумуляторных батарей, необходимое для обеспечения объекта электрической энергией в независимости от внешних факторов в течение 24 часов.

Суточное потребление энергии постоянно в течение всего года и составляет 56,8 кВт · ч.

Для дальнейших расчетов найдем среднечасовую мощность сутки:

$$W_{cp} = \frac{W_{сут}}{24}, \text{ Вт} \cdot \text{ч}, \quad (3.1)$$

где W_{cp} – среднечасовая мощность потребления электроэнергии, Вт · ч;
 $W_{сут}$ – суточное потребление электроэнергии, Вт · ч.

$$W_{cp} = \frac{56800}{24} = 2366,67 \text{ Вт} \cdot \text{ч},$$

Потребление за 24 часов составит:

$$W = 24 \cdot 2366,67 = 56800 \text{ Вт} \cdot \text{ч}$$

Далее нужно умножить получившееся значение на коэффициент 1,1 учитывающий потери в инверторе:

$$W_{полн} = 56800 \cdot 1,1 = 62400 \text{ Вт} \cdot \text{ч}, \quad (3.2)$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий потери в инверторе.

Значение входного напряжения инвертора по характеристикам выбранного инвертора 48 В.

Разделив значение потребления энергии за сутки с учетом потерь на напряжение, мы получим число Ампер-часов, требуемое для покрытия нагрузки переменного тока:

$$C = \frac{W_{полн}}{U}, \text{ А} \cdot \text{ч}, \quad (3.3)$$

где C – емкость аккумуляторных батарей;
 U – напряжение инвертора.

$$C = \frac{62400}{48} = 1301,67 \text{ А} \cdot \text{ч},$$

Определяем количество аккумуляторных батарей:

С учетом того, что максимальный допустимый разряд будет составлять 50% от номинальной емкости аккумуляторных батарей, приблизительная емкость составит:

$$C_{пр} = \frac{100 \cdot 1301,67}{50} = 2603,33 \text{ А} \cdot \text{ч}. \quad (3.4)$$

Теперь необходимо рассчитать количество, напряжение, способ включения и тип аккумуляторов. При этом надо учитывать, что при параллельном включении аккумуляторов в цепь суммируется емкость ($A \cdot ч$), а при последовательном напряжении (B).

Количество последовательно соединенных в ряд АБ

$$N_1 = \frac{48}{12} = 4. \quad (3.5)$$

Количество параллельно соединенных рядов:

$$N_2 = \frac{2603,33}{400} = 6,51 \approx 7. \quad (3.6)$$

Общее количество АБ:

$$N = 4 \cdot 7 = 28. \quad (3.7)$$

Суммарная емкость АБ составит:

$$\sum C = 400 \cdot 7 = 2800 A \cdot ч. \quad (3.8)$$

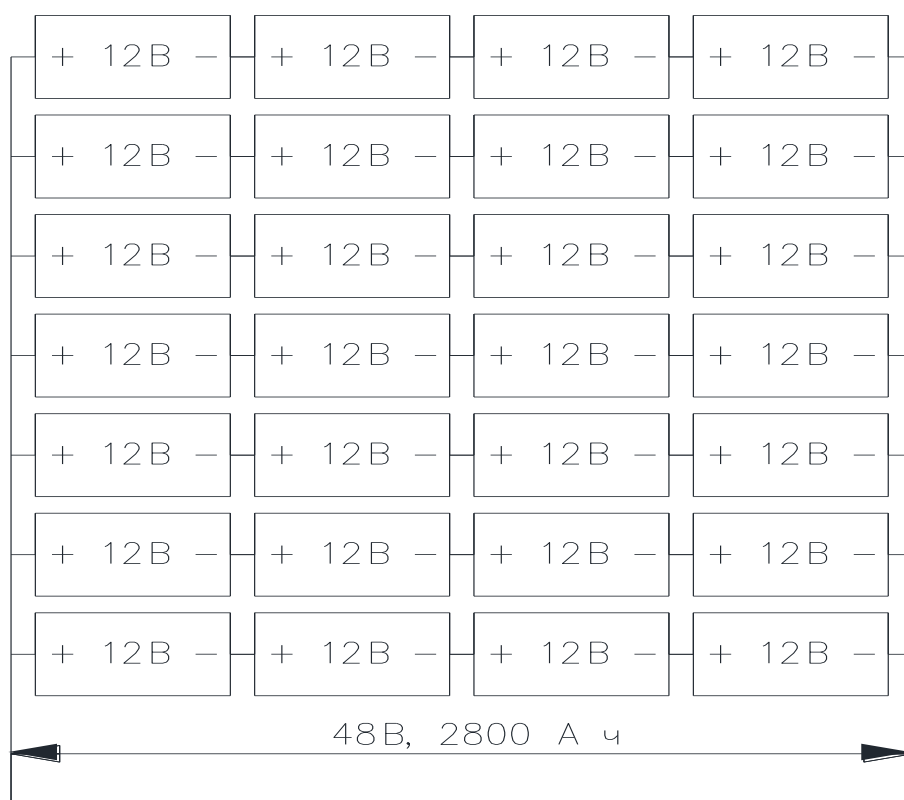


Рисунок 3.2 – Схема соединения аккумуляторных батарей

Выбор ветроэнергетической установки

Ветроэнергетическая установка (ВЭУ) преобразует кинетическую энергию ветра в электрическую с помощью приводимых во вращение лопастей ротора набегающим потоком воздуха, соединенного через механический редуктор с электрическим генератором. Подобно пропеллеру самолета лопасти ВЭУ используются для вращения центральной ступицы ротора, соединенной через механический редуктор с электрическим генератором. Электрические машины, разработанные для производства электроэнергии за счет энергии ветра, довольно разнообразны по конструкции, однако на сегодняшний день выделяют два основных типа ВЭУ:

- ветродвигатели с горизонтальной осью вращения:
 - а) крыльчатые (2-5);
- ветродвигатели с вертикальной осью вращения:
 - а) карусельные:
 - 1) лопастные (1);
 - 2) ортогональные (6).

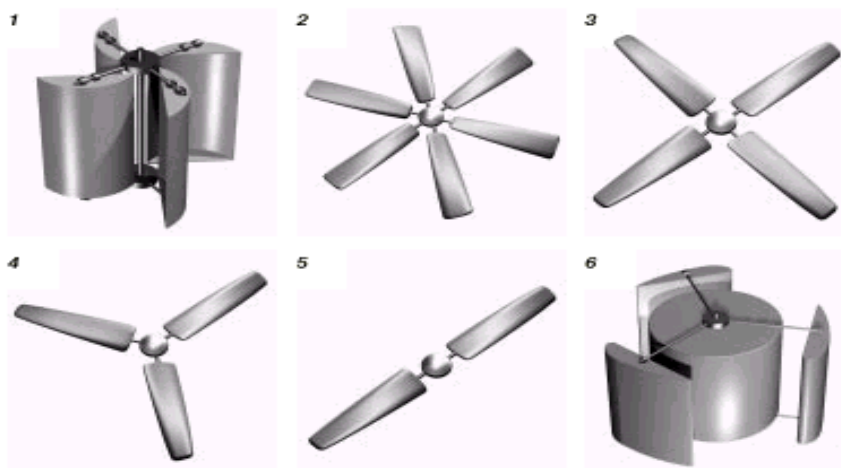


Рисунок 3.3 - Типы ветродвигателей

Принципиальное различие крыльчатых ветродвигателей между собой обуславливается лишь различным количеством лопастей. Наибольшая эффективность достигается при перпендикулярном воздействию воздушного потока относительно плоскости вращения лопастей-крыльев, в связи с чем требуется устройство автоматического поворота оси вращения – крыло-стабилизатор. Преимущество карусельных ветродвигателей заключается в работе при любом направлении ветра, не меняя своего положения.

Распространение крыльчатых ветроагрегатов обусловлено величиной скорости их вращения. Они могут соединяться с генератором электрического тока непосредственно без применения мультипликатора. Скорость вращения крыльчатых ветродвигателей имеет обратную зависимость от количества

крыльев-лопастей, поэтому применение агрегатов с количеством лопастей более трех очень редко.

Преимущество карусельных установок в сравнении с традиционными также объясняется тем, что при увеличении скорости ветра они быстро наращивают силу тяги, после чего скорость стабилизируется. Также карусельные ветродвигатели тихоходны, что позволяет применять простые электрические схемы, например, с асинхронным генератором, без риска потерпеть аварию при резком порыве ветра. Ограничивающим требованием является использование многополюсного генератора, работающего на малых оборотах. Они не нашли широкого применения, а использование мультипликаторов не эффективно вследствие низкого КПД.

Наиболее ценным преимуществом карусельной конструкции является ее способность без дополнительного оборудования следить за направлением ветра, что является критичным для приземных потоков, постоянно меняющих свое направление.

Карусельный лопастный ветродвигатель прост в эксплуатации в сравнении с традиционными ветряками. Конструкция обеспечивает максимальный момент при запуске и автоматическое регулирование максимальной скорости вращения в процессе работы. Увеличение нагрузки сопровождается уменьшением скорости вращения и возрастанием вращающего момента вплоть до полной остановки.

По оценкам специалистов, ортогональные ветроагрегаты перспективны для большой энергетики. Проблемы запуска негативно сказываются на перспективах их использования в малой энергетике.

В ортогональных установках используется профиль крыла, схожий с таковым у дозвуковых самолетов. Прежде чем начать использовать подъемную силу крыла, самолет должен набрать определенную скорость. Аналогичная ситуация складывается и с ортогональной установкой: переход из режима двигателя в режим генератора осуществляется дополнительным подводом энергии в начале процесса, после чего начинается непосредственно генерирование энергии [1].

ВЭУ с горизонтальной осью вращения

Такие ВЭУ имеют две или три лопасти, установленные на вершине башни в гондоле. Это наиболее распространённый тип ВЭУ. Также существуют модели с большим количеством лопастей. Они получили название «монолитные установки», или «ромашки».

Осью машины принято считать расположение ведущего вала ротора как части ветровой турбины, соединяющей лопасти с соосным электрическим генератором. У турбины с горизонтальной осью вращения ведущий вал ротора расположен горизонтально.

В рабочем состоянии ротор турбины относительно направления ветра может находиться в двух положениях:

- перед гондолой – наветренный ротор;
- за гондолой – подветренный ротор.

«Монолитные установки», или «ромашки» применяются, в первую очередь, в качестве водяных насосов. Принципиальным отличием является то, что такая площадь лопастей ротора турбины является сплошной в сравнении с турбинами с малым количеством лопастей. Для наиболее эффективной работы ВЭУ ее лопасти должны максимально взаимодействовать с набегающим ветровым потоком, проходящим через площадь плоскости вращения лопастей ротора – так называемую ометаемую поверхность. ВЭУ с большим количеством лопастей обычно работают при низких скоростях вращения и создают большой вращательный момент на валу установки, в то время как ветровые установки с двумя или тремя лопастями должны вращаться с очень высокой скоростью чтобы максимально «охватить» ветровые потоки, проходящие через площадь поперечного сечения (ометаемую поверхность). В теории, чем больше лопастей у ротора, тем эффективней должна работать ВЭУ, однако помехи, создаваемые лопастями друг другу за счет турбулентности (завихрение воздушных потоков при срыве с крыла лопасти, приводящих к снижению подъемной силы крыла), делают их менее эффективными в сравнении с турбинами с двумя или тремя лопастями.

Создание высокого стартового вращающего момента для водяных насосов, работающих при помощи ветра, является определяющим показателем, что обеспечивается благодаря низкому коэффициенту окружной скорости на конце лопасти и установка может работать при малых скоростях ветра.

ВЭУ с вертикальной осью вращения

Ведущий вал ротора в ветроустановках с вертикальной осью вращения располагается вертикально. Лопасти представляют собой длинные дугообразные пластины, прикрепленные к верхней и нижней частям башни. Благодаря вертикальному расположению ведущего вала ротора, Н-образные турбины, захватывают ветер, дующий в любом направлении, не меняя при этом положение ротора при изменении направления ветрового потока. Возможность размещения редуктора и электрического генератора непосредственно на земле, а не в гондole башни, поднимаемой на верх опорной конструкции предупреждает раскачивание, нет необходимости в установке тросовых растяжек для фиксации положения.

Автором идей создания турбины с вертикальной осью вращения является французский инженер Дарье (Darieus), запатентовавший этот тип ветровых турбин в 1903 году. Однако из-за проблем с гибким и длинным валом такие ветровые установки не нашли заметного применения.

Выработанная энергия может:

- использоваться напрямую потребителем;
- поставляться в электрическую сеть для общего пользования;
- накапливаться в аккумуляторных батареях и параллельно питать потребителя.

По способу взаимодействия с ветром ВЭУ делятся на:

- ветроэнергетические установки с жестко закрепленными к ротору лопастями специального аэродинамического профиля без регулирования (так называемые стол-регулирование);
- ветровые агрегаты, у которых цельные лопасти сделаны с возможностью поворота вокруг своей продольной оси (так называемое питч - регулирование) для изменения угла атаки.

Каждая из этих конструкций имеет как достоинства, так и недостатки.

Турбины с жестко закрепленными к ротору лопастями специального аэродинамического сечения (стол-регулирование) менее сложны в изготовлении и просты в обслуживании в сравнении с ВЭУ с питч-регулированием, однако менее эффективно используют энергию ветрового потока.

ВЭУ с питч-регулированием, которые изменяют угол атаки лопасти, принудительно поворачиваясь вокруг своей продольности, имеют более высокий коэффициент использования ветрового потока, вырабатывая при этом больше электроэнергии. Работа таких агрегатов начинается при низких скоростях ветра. Однако эти ВЭУ оснащаются дополнительными специальными подшипниками, которые усложняют конструкцию агрегата и могут явиться причиной неисправностей и поломок ветроагрегатов. Помимо этого, для привода питч-регулирования ВЭУ необходима гидравлика, работа которой при температурах ниже -30°C может быть нарушена.

Рабочие характеристики ВЭУ, приведены на Рисунке 3.2.2. Светлым цветом (кривая а) показана зависимость выработки мощности на валу ВЭУ с питч-регулированием, а темная линия (б) характеризует ВЭУ со стол-регулированием.

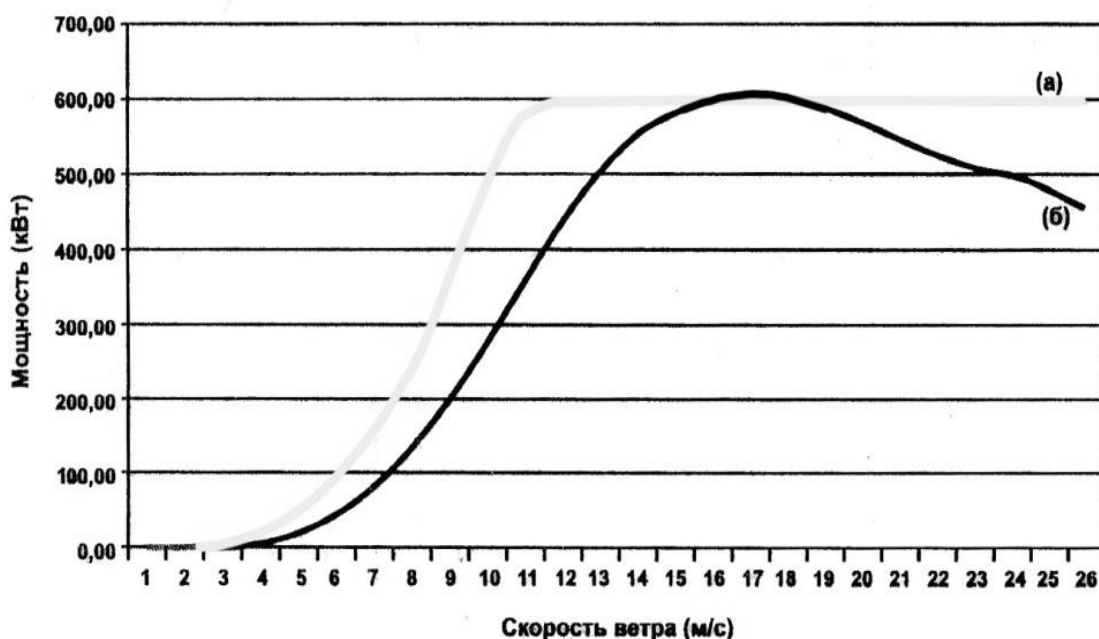


Рисунок 3.4 - Рабочие характеристики ВЭС

Из графика видно, что работают данные ВЭУ в диапазоне скоростей ветров от 2 до 25 м/с. При сильных ветрах (скорости ветра выше 25 м/с) они затормаживаются и прекращают свою работу во избежание механических поломок лопастей и самой конструкции ВЭУ.

К основным энергетическим характеристикам ветроэнергетических установок относятся:

- мощность;
- габариты;
- вес;
- быстроходность;
- частота вращения;
- коэффициент использования энергии ветра;
- способ управления постановкой на ветер;
- воздействие на окружающую среду и человека.

Отличительные особенности вертикально-осевых ВЭУ

Конкурентным преимуществом вертикально-осевых ВЭУ является высокий коэффициент использования малых и средних скоростей ветра, порядка 0,45 – 0,5.

В литературе при сравнительном анализе горизонтально-осевых и вертикально-осевых нередко ограничиваются упоминанием лишь отсутствия необходимости ориентации на ветер у вторых, как следствие, упрощением конструкции за счет исключения поворотных систем и устройств. Однако, данное преимущество не является единичным. Вертикально-осевые и горизонтально-осевые ВЭУ - принципиально разные устройства, многие технические решения которых не повторяются.

Ниже приведены некоторые сопоставительные оценки отличительных особенностей вертикально-осевой и горизонтально-осевой ветроустановок.

При этом рассматриваются горизонтально-осевой ветроагрегат в традиционном исполнении и вертикально-осевая ветроустановка с ВРТБ.

Рассмотрим основные параметры работы ВЭУ, такие как:

- ориентация на ветер;
- зависимость эффективности от алгоритма работы;
- размещение генератора и мультипликатора;
- запуск ротора;
- коэффициент использования энергии ветра;
- поворот лопастей;
- конструкция и эффективность лопасти;
- быстроходность;
- воздействие на окружающую среду;
- рациональность силовой схемы ротора;
- динамика опорной башни.

Ориентация на ветер

Эффективность горизонтально-осевых ВЭУ достигается при обеспечении постоянной коллинеарности оси ветроколеса и направления

ветра, в связи с чем возникает необходимость наличия в конструкции ВЭУ механизмов и систем непрерывного слежения за направлением ветра, поворота ветроколеса и его удержания. Данное обстоятельство усложняет конструкцию и снижает ее надежность. Так, до 13% отказов ВЭУ вызвано неполадками в системах ориентации. Данный фактор негативно сказывается на надежности всей системы, а также увеличивает эксплуатационные затраты.

Также стоит отметить, что система ориентации всегда работает с некоторым запаздыванием. Для установок мегаваттного класса с диаметром ветроколеса больше 30 м эффективность ориентации на ветер снижается вследствие некомпланарности и различия в скоростях ветрового потока по диаметру размаха лопастей, что приводит к невозможности установки ветроколеса в оптимальное положение, как следствие, снижается выработка электроэнергии и экономическая эффективность ветроагрегата.

Необходимость разрыва жесткой связи между гондолой с ветроколесом и опорной башни также является недостатком горизонтально-осевых ветроагрегатов, которое является причиной появления автоколебаний и различий в частотных характеристиках подвижной и неподвижной частей конструкции. Данный фактор негативно сказывается на надежности всей системы, а также увеличивает эксплуатационные затраты.

Место разрыва жесткой связи между гондолой и башней также требуют внимания в части передачи электроэнергии с вращающегося вместе с гондолой генератора к выходам на потребителя, находящегося на земле. Во избежание скручивания силовых шин ограничивают угол поворота гондолы с последующей раскруткой или применяют токосъемник. Как и в случае с устройствами ориентации, это техническое решение усложняет конструкцию и снижает надежность.

Таким образом, эффективность работы горизонтально-осевых ветроагрегатов существенно снижается ввиду запаздывания системы ориентации гондолы с ветроколесом при изменении направления ветрового потока и постоянного несовпадения оси вращения ветроколеса с направлением скорости ветра. Системы ориентации требуют соответствующих приводов, которые потребляют энергию, что также уменьшает количество выдаваемой потребителю электроэнергии.

В отличие от горизонтально-осевых, вертикально-осевые ВЭУ принципиально не зависят от направления ветра, в связи с чем отпадает необходимость в системах и механизмах ориентации на ветер, а жесткое крепление опорного узла ротора на башне вертикально-осевой ветроустановки предотвращает возникновение автоколебаний и упрощает динамику конструкции.

В Кызылординском регионе, в частности поселке Ажар, наблюдается сложная роза ветров. На рисунке 3.5 наглядно представлена расчетная роза направлений ветра и роза энергии ветра.

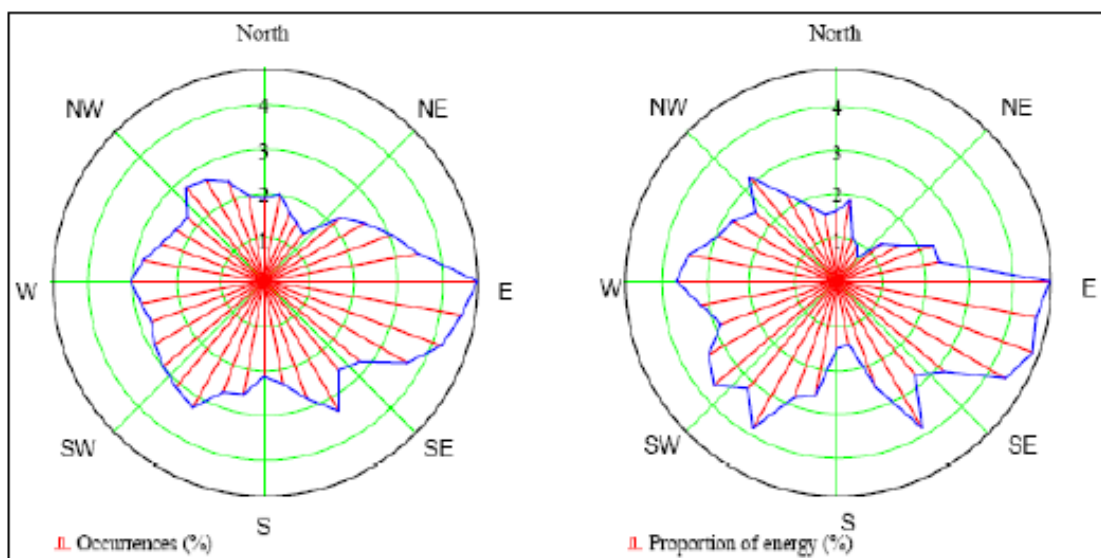


Рисунок 3.5 – Роза направления ветра (слева) и роза энергии ветра (справа)

Зависимость эффективности от алгоритма работы

Алгоритм работы горизонтально-осевых ветроагрегатов построен таким образом, что после раскрутки ветроколесо выходит на расчетную скорость вращения, которая является постоянной во всем рабочем диапазоне ветров. Скорость вращения ветроколеса поддерживается постоянной путем поворота лопастей вокруг их продольной оси для изменения угла атаки к набегающему потоку ветра. Рабочая скорость вращения ветроколеса выбирается таким образом, чтобы обеспечить максимальный коэффициент использования при работе на основной скорости ветра, рассчитываемая по номинальной мощности ВЭУ. При работе на скоростях ветра, отличных от номинальной, коэффициент использования энергии ветра снижается.

Таким образом, эффективная работа горизонтально-осевых ВЭУ обеспечивается лишь в узком диапазоне скоростей ветра.

Алгоритм вертикально-осевых ВЭУ построен по принципу работы ротора с переменной скоростью вращения, при котором каждой скорости ветра соответствует свое значение скорости вращения ротора для обеспечения максимального коэффициента использования энергии ветра. Управление скоростью вращения ротора производится с помощью нагрузки на генераторе, которая имеет обратную зависимость.

Таким образом, вертикально-осевая ВЭУ работает максимально эффективно во всем рабочем диапазоне скоростей ветра.

Размещение генератора и мультипликатора

Возможность размещения генератора, мультипликатора и тормозного устройства быстроходного вала на фундаменте опорной башни является преимуществом вертикально-осевых ВЭУ в сравнении с горизонтально-осевыми, где все оборудование располагается в гондоле. В связи с этим, значительно упрощается требование к монтажной пригодности оборудования (ограничения по габаритам и массе) и условиям работы (отсутствие толчков и

вибраций), снижаются затраты на эксплуатацию. Также упрощается процесс передачи электрической энергии от генератора к потребителю. Передающий момент ветротурбины на мультипликатор, тихоходный доредукторный вал увеличивает материалоемкость конструкции, однако технических проблем не вызывает.

Запуск ротора

Принято считать, что момент запуска горизонтально-осевых ветроагрегатов не равен нулю и для их раскрутки не требуются дополнительные устройства или внешние источники и для начала вращения ротора достаточно повернуть лопасть в пусковое положение. Однако пропеллерное ветроколесо самозапускается, если оно с достаточной точностью направлено на ветер. При боковом же ветре ветроколесо значительных размеров и масс не сможет раскрутиться и для запуска ВЭУ необходим внешний источник энергии для разворота гондолы с ветроколесом на ветер.

Недостатком вертикально-осевых ВЭУ считают нулевой момент запуска, что требует для начала работы дополнительные устройства разгона или внешний источник энергии, что справедливо для классического ротора Дарье, характеризующегося низким коэффициентом заполнения (около 0,05-0,07) и очень большим удлинением лопасти (до 50:1).

Рассматриваемый в данном дипломном проекте ВРГБ обладает намного большим коэффициентом заполнения, что обеспечивает ротору стартовый момент вращения, достаточный для самопуска, ротор гарантированно начнет вращаться при скорости ветра от 2 м/с.

Коэффициент использования энергии ветра

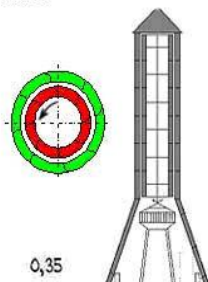
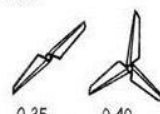
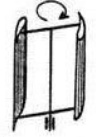





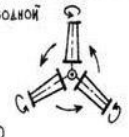


<p>ВРГБ</p>  <p>0,35</p>	<p>Репеллерный</p>  <p>0,35 0,40</p>	<p>Ортогональный</p>  <p>0,30</p>
<p>Многолопастный</p>  <p>0,25</p>	<p>Репеллерный с вихреобразователем</p>  <p>0,45 0,50</p>	<p>Савоннуса</p>  <p>0,25</p>
<p>Парусный</p>  <p>0,30</p>	<p>Дарье</p>  <p>0,35</p>	<p>Роторноприводной флетнера</p>  <p>0,20</p>
	<p>Мак-Гроув</p>  <p>0,35</p>	<p>Геликоидный</p>  <p>0,40</p>

Рисунок 3.6 - Типы ветрогенераторов и коэффициенты использования энергии ветра

Теоретически доказано, что коэффициент использования энергии ветра идеальных горизонтально-осевого и вертикально-осевого роторов составляет 0,539 и 0,687 соответственно. Объясняется это тем, что роторы ВЭУ используют эффект возникновения подъемной силы при обтекании ветровым потоком профилированного крыла. На сегодняшний день фактические коэффициенты использования энергии ветра для горизонтально-осевых и вертикально-осевых ВЭУ примерно равны и лежат в пределах 0,4 - 0,45.

Поворот лопастей

Поворот лопастей горизонтальнопропеллерной ВЭУ применяется в целях удержания ветроколеса на постоянной рабочей скорости вращения при изменяющейся скорости ветра и как средство торможения ветроколеса при превышении ветром предельно допустимой скорости. Система поворота лопастей, применяемая в этих ВЭУ, усложняет конструкцию.

В отношении вертикально-осевых ветроустановок применение поворотных лопастей было бы эффективным решением для поддержания оптимального угла атаки, однако по ряду причин такие системы не нашли широкого распространения:

- во-первых, лопасть за один оборот должна произвести несколько качаний, сориентированных на направление ветра;
- во-вторых, системы и устройства для поворота лопастей усложняют конструкцию и снижают уровень надежности;
- в-третьих, появляется зависимость от направления ветра.

Совокупность данных факторов, а также то, что коэффициент использования энергии ветра вертикально-осевых ВЭУ сопоставим с таковыми у горизонтально-осевых и без поворота лопастей, позволяет не усложнять работу ВЭУ данной системой.

Конструкция и эффективность лопасти

Все сечения горизонтально-пропеллерных ВЭУ находятся в разных энергетических состояниях вследствие разницы их окружных скоростей и углов атаки. В целях уменьшения влияния данного явления на эффективность съема лопастью энергии ветра применяют крутку профиля и сужение концевой части лопасти, что существенно сглаживает различия в энергетике отдельных сечений пропеллерных лопастей и повышает их эффективность, однако не устраняет данную проблему полностью. При этом крутка лопасти и ее сужение к концевой части усложняют форму лопасти и ее конструктивную схему, что приводит к усложнению технологии изготовления.

Вертикальная лопасть ВРТБ выполнена проще и представляет собой прямоугольную симметричную относительно хордовой плоскости лопасть, все сечения которой имеют одинаковую быстроходность, соответственно, эффективность. Значение снимаемой энергии у вертикально-осевых ВЭУ по длине лопасти изменяются незначительно и зависит лишь от разницы скорости ветра по высоте.

Таким образом, эффективность съема энергии ветра лопастями можно считать одинаковой при более простой конструкции вертикально-осевых.

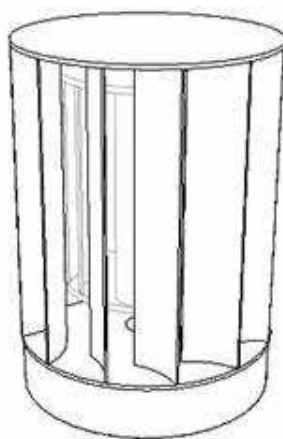


Рисунок 3.7 – Общий вид турбины со статором

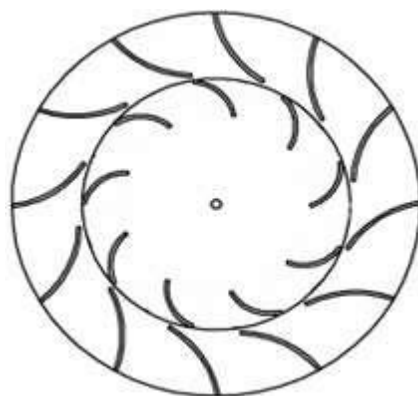


Рисунок 3.8 – Сечение турбины со статором

Быстроходность

Наибольшее распространение среди горизонтально-осевых ветроагрегатов получили установки с быстроходностью 5-7 (отношение линейной скорости лопасти к скорости ветра) и числом лопастей 2-3. Согласно исследованиям, среди горизонтально-осевых ВЭУ они имеют наибольший коэффициент использования энергии ветра. При этом у горизонтально-осевых ВЭУ с большим диаметром ветроколеса возрастает влияние некомпланарности скорости ветра по высоте, воздействие гравитационных сил, вызывающих пульсирующие нагрузки на конструкцию ветроагрегата и кориолисовой силы при повороте гондолы с вращающимся ветроколесом. Эти влияния возрастают пропорционально быстроходности ветроколеса, что требует дополнительного внимания к динамической устойчивости работы всех вращающихся элементов, прочности и точности изготовления конструкции, качеству монтажа и балансировке вращающихся деталей.

Неоспоримым преимуществом вертикально-осевых ВЭУ является тихоходность работы. Быстроходность ВРГБ не превышает значения 3, при этом все энергетические характеристики остаются на уровне таковых у

горизонтально-осевых ВЭУ. Снижение быстроходности в 2-3 раза упрощает требования к опорно-трансмиссионным узлам, улучшает условия эксплуатации благодаря снижению уровня динамического ротора.

Воздействие на окружающую среду

По сравнению с традиционными источниками энергии, ветроэнергетика считается экологически чистой, однако неблагоприятное влияние на окружающую среду все же имеет место и для нее. К основным видам воздействия работающих ветроустановок можно отнести шумы, опасность падения наледи с лопастей при запуске, опасность разлома обломков лопастей при их разрушении во время работы ветроустановок, опасность столкновения птиц с движущимися лопастями.

Являясь источниками аэродинамических шумов, образующихся при движении лопастей в воздушном потоке, и механических шумов от работающих механизмов, оказывают вредное воздействие. Однако уровень шумов ВРТБ ниже, чем у различного по размеру горизонтально-пропеллерного ветроколеса из-за более низкой линейной скорости движения лопастей. Стоит отметить, что в шумовом аэродинамическом спектре ВЭУ присутствуют инфразумы. Частоты в диапазоне от 3 до 30 Гц совпадают резонансными частотами основных органов человека, длительное воздействие которых вредно даже несмотря на малую энергетическую составляющую в общем спектре инфразумов. Так, например, психотропные частота от 3 до 7 Гц, по результатам американских исследований, при постоянном воздействии на протяжении 5 - 10 лет приводят к необратимым психическим расстройствам человека.

У горизонтально-осевых ветроагрегатов главный вектор распространения инфразумов направлен в плоскости ветроколеса по всем направлениям, а у вертикально-осевых ветроустановок вверх и вниз по оси вращения ветротурбины. Следовательно, зона распространения инфразумов у горизонтально-пропеллерного ветроагрегата значительно больше, чем у вертикально-осевых ветроустановок.

Основные источники механических шумов горизонтально-осевых ветроагрегатов (генератор и мультипликатор) расположены в гондоле на высоте опорной башни, в связи с чем, радиус их затухания намного больше, чем у вертикально-осевых ВЭУ, у которых данное оборудование располагается в машинной станции на уровне земли.

Линейная скорость вращения лопастей вертикально-осевых ветроустановок значительно ниже, чем у горизонтально-осевых, в связи с чем радиус разлета наледи с лопастей и обломков лопастей при их разрушении у ВРТБ значительно меньше (в основном благодаря внешнему статору), чем у горизонтально-пропеллерного ветроколеса.

Тихоходный ВРТБ, имеющий поверхность вращения лопастей в виде вертикально-расположенного цилиндра, хорошо заметен и по дуге легко огибается птицами, которые имеют хорошую маневренность в горизонтальной плоскости.

Рациональность силовой схемы ротора

В горизонтально-пропеллерном ветроколесе лопасть комлевой частью без каких-либо дополнительных элементов крепится непосредственно к ступице, расположенной на оси вращения ротора. Инерционные силы при вращении ветроколеса направлены вдоль лопасти, т. е. наиболее выгодным образом. Ступица горизонтально-пропеллерного ветроколеса и опорно-подшипниковые узлы относительно малогабаритны и компактны.

В вертикально-осевых ветроагрегатах лопасть установлена в рабочем вертикальном положении при помощи горизонтальных или наклонных траверс, проходящих через ось вращения ротора. Дополнительные элементы для крепления лопасти (траверсы) увеличивают массу Н-ротора. Инерционные нагрузки в вертикально-осевой ветротурбине направлены поперек лопасти, т.е. не самым выгодным образом. Опорно-подшипниковый узел имеет повышенные габариты и массу. Аэродинамические нагрузки на лопасть ВРТБ имеют знакопеременный характер, что обуславливает повышенные требования к их циклической прочности.

Таким образом, вертикально-осевая ветротурбина в меньшей степени удовлетворяет требованию рациональности силовой схемы, чем горизонтально-пропеллерное ветроколесо.

Динамика опорной башни

Горизонтально-пропеллерные ветроагрегаты работают, в основном, с постоянной скоростью вращения ветроколеса и быстроходностью до 5-7 единиц. Работа вертикально-осевых ветроустановок отличается переменной рабочей скоростью вращения ветротурбины и рабочими значениями быстроходности от 1 до 3 единиц. При этом частота возмущающих колебаний (резонансная частота) вертикально-осевой ветротурбины, в среднем, вдвое ниже, чем у горизонтально-пропеллерного ветроколеса. Собственная частота колебаний стальных цилиндрических опорных башен ветроустановок обоих типов находится в пределах частот возмущающих колебаний их роторов. Задача исключения резонансных явлений в конструкциях горизонтально-осевых и вертикально-осевых ВЭУ решается в прямо противоположных направлениях.

При проектировании горизонтально-осевых агрегатов опорную башню выполняют в соответствии с условиями статической прочности, т.е. с низкими значениями частот собственных колебаний, например, по первым двум собственным формам, которые меньше, чем возмущающая частота ветроколеса. Тогда в процессе разгона ВЭУ конструкция опорной башни проходит резонансную частоту достаточно быстро при малой кинетической энергии ветроколеса. При этом резонансные явления не успевают сформироваться и не создают каких-либо аварийных ситуаций. На рабочем режиме частота возмущающих колебаний ветроколеса превышает резонансную частоту опорной башни. Размещение оборудования в гондоле на верхнем торце башни помогает снизить ее собственную частоту и, следовательно, повысить безопасность конструкции.

У вертикально-осевых установок наоборот повышают собственную частоту опорной башни выше уровня возмущающих внешних частот. При этом башню выполняют с жесткостью, соответствующей повышенной собственной частоте колебаний. Она становится более прочной и массивной, чем того требуют статические нагрузки. Нижнее расположение оборудования способствует повышению собственных частот, поскольку размещение больших масс на верхнем торце башни резко снизило бы ее собственные частоты.

Таким образом, после проведения сравнительного анализа, сведем полученные данные в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Основные характеристики ветроустановок

№	Основные характеристики	Горизонтально-пропеллерные ВЭУ		Вертикально-осевые ВЭУ	
		Особенность	Оценка	Особенность	Оценка
1	Ориентация на ветер	Наличие узлов и систем ориентации на ветер	1.Снижается эффективность 2.Усложняется конструкция	Не требуется	1.Повышается эффективность 2.Упрощается конструкция
2	Съем энергии ветра ротором	Мах. съем энергии в узком диапазоне ветров	1.Снижается эффективность	Мах. съем энергии во всем диапазоне ветров	1.Повышается эффективность
3	Размещение генератора и мультипликатора	В гондоле на башне	1.Усложняется монтаж и обслуживание 2.Усложняются условия эксплуатации 3.Усложняется передача электроэнергии	На фундаменте башни	1.Упрощается монтаж и обслуживание 2.Упрощаются условия эксплуатации 3.Упрощается передача электроэнергии
4	Самозапуск	Есть	1.Упрощается конструкция 2.Нет потерь электроэнергии	Есть	1.Упрощается конструкция 2.Нет потерь электроэнергии
5	Коэффициент использования энергии ветра	До 0,45	1.Высокий	До 0,45	1.Высокий
6	Поворот лопастей	Есть	1.Усложняется конструкция	Нет	1.Упрощается конструкция
7	Конструкция лопасти	Крутка и сужение лопасти	1.Усложняется конструкция 2.Снижается эффективность	Лопасть с постоянным профилем	1.Упрощается конструкция
8	Быстроходность	Высокая	1.Повышаются требования к ветроколесу	Низкая	1.Упрощаются требования к ветротурбине
9	Воздействие на окружающую среду	Повышенное	1.Высокий уровень шумов 2.Большой радиус разлета осколков 3.Большая опасность для птиц	Пониженное	1.Низкий уровень шумов 2.Маленький радиус разлета осколков 3.Малая опасность для птиц
10	Рациональность силовой схемы ротора	Рациональная схема	1.Низкий уровень нагрузок 2.Низкая материалоемкость	Нерациональная схема	1.Высокий уровень нагрузок 2.Высокая материалоемкость
11	Динамика опорной башни	Собственная частота ниже резонансной	1.Низкая материалоемкость	Собственная частота выше резонансной	1.Высокая материалоемкость

Из таблицы 3.2 видно, что вертикально-осевые ветроагрегаты имеют ряд преимуществ в сравнении с горизонтально-пропеллерными ветроагрегатами:

- необходимость ориентации ветроколеса на ветер снижает эффективность ветроагрегата за счет запаздывания поворотов гондолы за постоянно меняющимся направлением ветра и неколлинеарности оси ветроколеса и направления скорости ветра, усложняет конструкцию и снижает надежность ветроагрегата за счет введения специальных систем и механизмов;

- работа ветроагрегата с постоянной скоростью вращения ветроколеса, что обеспечивает максимальный съем энергии в узком диапазоне рабочих скоростей ветра и, соответственно, снижает эффективность ветроагрегата;

- размещение генератора и мультипликатора в гондole на верхнем торце опорной башни усложняет требования к их габаритным и массовым характеристикам, также усложняет условия эксплуатации конструкций за счет возникновения дополнительных вибраций, толчков и, соответственно, повышения уровня нагрузок опорной башни, мультипликатора, генератора, ухудшает условия монтажа и эксплуатации оборудования из-за его расположения на высоте опорной башни, усложняет передачу вырабатываемой электроэнергии из вращающейся гондолы на неподвижную опорную башню;

- применение поворота лопастей для регулирования скорости вращения ветроколеса усложняет конструкцию, кроме этого применяемые в автономных ветроагрегатах инерционные регуляторы отличаются неточностью регулирования;

- уменьшение хорды и крутка сечений к концевой части лопасти, применяют для выравнивания аэродинамической отдачи всех ее сечений, что повышает энергетическую эффективность лопасти, но и приводит к усложнению конструкции и технологии ее изготовления;

- повышенная быстроходность ветроколеса повышает требования к его динамической устойчивости, балансировке, прочности и надежности;

- повышенная быстроходность ветроколеса приводит к повышенному воздействию на окружающую среду за счет высокого уровня аэродинамических и механических шумов, большого радиуса разлета наледи и осколков лопасти в случае ее разрушения. Кроме этого вращающееся ветроколесо создает на пути птиц непреодолимую преграду.

Горизонтально-пропеллерные ветроагрегаты имеют более рациональные силовую схему ветроколеса и динамику опорной башни:

- рациональность силовой схемы ветроколеса за счет крепления лопастей к ступице, расположенной непосредственно на оси вращения, что не требует дополнительных узлов крепления лопасти и создает оптимальное ее нагружение;

– оптимальная материалоемкость опорной башни, за счет распределения частоты резонанса ее собственных колебаний ниже возмущающих рабочих частот ветроколеса.

Такие характеристики как самозапуск ротора и коэффициент использования энергии ветра для обеих рассматриваемых схем находятся на одном уровне.

При проведении сравнительного анализа учитывалось, что мировая ветроэнергетика имеет значительный опыт разработки, изготовления, строительства и эксплуатации горизонтально-осевых ветроагрегатов.

Таким образом, проведенный анализ показал, что благодаря таким принципиальным особенностям, как отсутствие необходимости ориентации на ветер, работа с переменной скоростью вращения, нижнее расположение генератора и мультипликатора, самозапуск ротора при любом направлении ветра, отсутствие поворота лопастей, постоянство сечения лопастей по длине, тихоходность, минимальное воздействие на окружающую среду, автономные вертикально-осевые ветроустановки ВРТЬ выгодно отличаются от традиционных горизонтально-осевых ветроагрегатов по таким характеристикам, как эффективность, простота конструкции, надежность, экологическая чистота, удобство технического обслуживания и ремонта.

В соответствии с проведенным анализом, выбираем к расчету ветроустановку ВРТЬ 10 кВт.

Расчет выработки энергии КЭС ВРТБ

Комплексная Энергетическая Система «Ветровая Роторная Турбина Болотова» (КЭС ВРТБ) предназначена для эффективного энергоснабжения технической аппаратуры и оборудования отдаленно-дислоцированных объектов в различных макроклиматических районах их размещения.

КЭС ВРТБ – гибридный комплекс преобразования энергии возобновляемых источников, безопасный для окружающей среды, представляющий собой блочно-модульную систему наземного размещения в составе:

- ветровой роторной турбины ВРТБ4М2;
- балансирующего фотоэлектрического устройства БУСБ;
- унифицированной опоры для размещения на грунте;
- блока аккумуляторных батарей;
- инверторно-зарядной системы КЭС ВРТБ;
- системы мониторинга за параметрами работы КЭС ВРТБ.



Рисунок 3.9 – КЭС ВРТБ

Работа турбины ВРТБ

Работа турбины не зависит от направления ветра. По отношению к набегающему с любой стороны воздушному потоку турбина имеет две стороны - подветренную – активная ступень турбины и наветренную – реактивная ступень турбины. В статоре турбины на активной стороне воздух сжимается направляющим аппаратом и направляется на лопатки ротора.

Действующая на лопатку ротора сила возникает под влиянием давления на вогнутую поверхности, создающего в режиме паруса вращающий момент турбины и обеспечивающий высокий момент трогания ротора.

На выпуклой поверхности лопатки возникает подъемная сила, перпендикулярная вектору скорости обтекающего лопатку воздушного потока,двигающая лопатку по окружности.

Отсюда следует, что тяга лопатки, вызванная действием ветра, может создаваться как за счет разряжения на ее выпуклой поверхности, так и в результате давления на ее вогнутую поверхность. Указанными обстоятельствами определяется форма лопаток ротора турбины «ВРТБ».

В реактивной части ступени турбины тяга на лопатках создается в результате преобразования избыточного давления внутри турбины, в полости ротора за активной ступенью, по отношению к атмосферному. Диффузорная конфигурация межлопаточных пространств между лопатками ротора и между пластинами направляющего аппарата способствуют удалению из турбины отработавшего воздуха и повышению коэффициента использования энергии ветра.

Диаметр турбины увеличивается при необходимости получения заданной мощности и корректируется по расчетной скорости ветра в месте предполагаемой ее установки.

Из конструктивных соображений высота турбины делится на отдельные «модули» высотой 2-4 метра. Установка модулей друг на друга образует высоту турбины в соответствии с конкретными ветровыми условиями для получения необходимой мощности.

Высота многомодульных ВЭУ равна общей высоте установленных друг на друга модулей, плюс высота основания, где размещается электрогенератор и шкафы с аппаратурой управления его режимами. Переход от одного размера турбомашин к другому возможен на основе теории подобия и экспериментальных данных опытного образца при условии соблюдения подобия моделей.

В разделе сравнения был проведен сравнительный анализ пропеллерных и вертикально-осевой турбины Болотова. В соответствии с выполненным сравнением к установке была принята ВЭУ ВРТБ 10 кВт [13].

Свойства турбины, описание генератора, а также выходная характеристика ветроагрегата сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Технические характеристики ВРТБ 10 кВт

№	Наименование	Величина
Свойства турбины		
1	Количество модулей	4 штук
2	Площадь модуля	4 м ²
3	Номинальная скорость	12,3 м/с
4	Стартовая скорость	2 м/с
5	Скорость отключения	м/с
6	Диапазон температур	-40 - +40°С
7	Уровень шума	>35 дБ
8	Масса ветроагрегата	750 кг
Генератор ВРТБ		
1	Тип	3-х фазный на постоянных магнитах
2	Номинальное напряжение	420 В АС
3	Номинальный ток	25 А
4	Номинальная скорость	125 об/мин
5	Максимальная скорость	250 об/мин
6	Диапазон температур	-40 - +40°С
Выходная характеристика		
1	Напряжение	220 В
2	Частота	50 Гц
3	Тип	синус

Зависимость мощности ВРТБ от скорости ветра является кубической и представлена на рисунке 3.10.

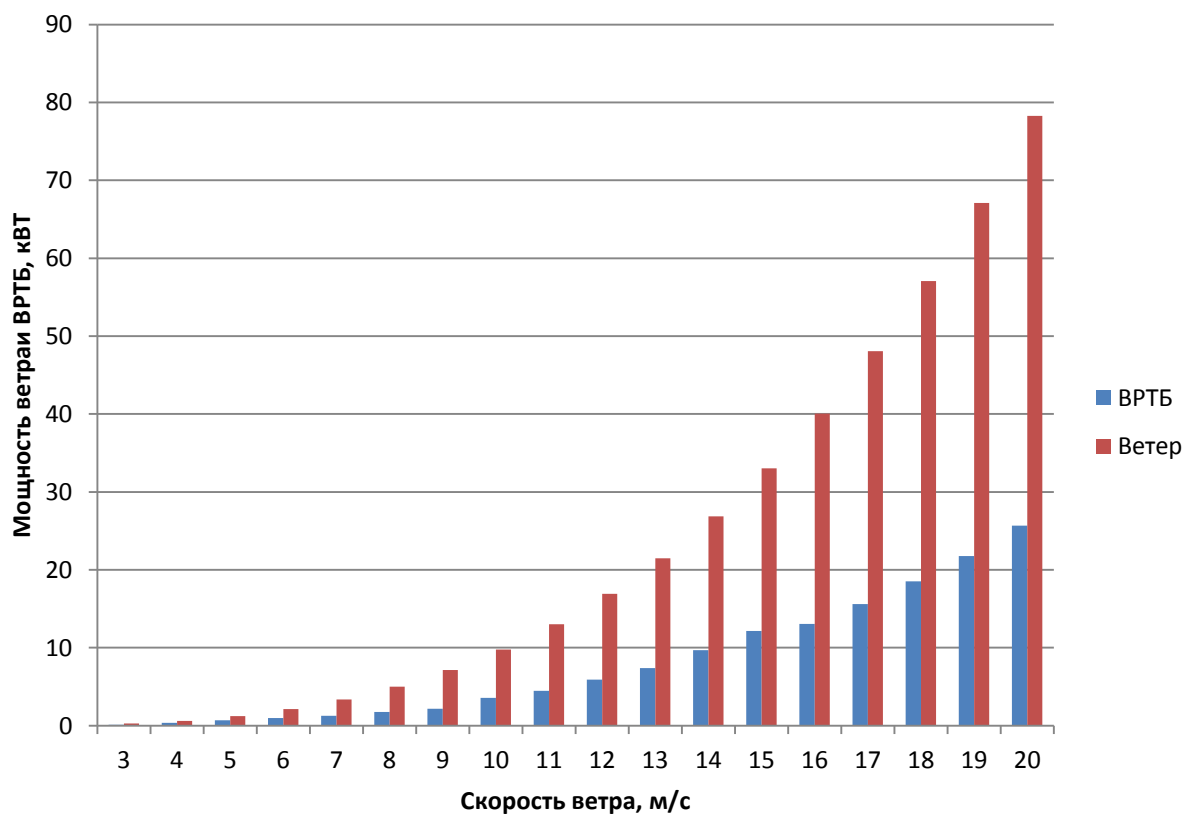


Рисунок 3.10 – Зависимость мощности ВРТБ от скорости ветра

Таблица 3.4 – Годовая выработка электроэнергии ВРТБ

№	Скорость, м/с	Повторяемость, ч	Мощность, кВт		Энергия, кВт·ч		К _и , %	Повторений
			ВЭУ	Ветер	ВЭУ	Ветер		
1	3,00	378,17	0,11	0,26	41,60	99,90	41,64	2269
2	4,00	506,00	0,37	0,63	187,22	316,85	59,09	3036
3	5,00	924,83	0,68	1,22	628,89	1131,07	55,60	5549
4	6,00	1144,00	0,96	2,11	1098,24	2417,67	45,43	6864
5	7,00	1100,83	1,26	3,36	1387,05	3694,30	37,55	6605
6	8,00	1007,33	1,75	5,01	1762,83	5046,14	34,93	6044
7	9,00	828,17	2,19	7,13	1813,69	5906,93	30,70	4969
8	10,00	678,83	3,58	9,78	2430,22	6641,71	36,59	4073
9	11,00	474,17	4,46	13,02	2114,78	6174,84	34,25	2845
10	12,00	378,83	5,93	16,91	2246,48	6404,84	35,07	2273
11	13,00	301,83	7,39	21,50	2230,55	6488,04	34,38	1811
12	14,00	195,83	9,68	26,85	1895,67	5257,60	36,06	1175
13	15,00	170,17	12,15	33,02	2067,53	5619,07	36,79	1021
14	16,00	88,00	13,06	40,08	1149,28	3526,62	32,59	528
15	17,00	38,50	15,61	48,07	600,99	1850,65	32,47	231
16	18,00	23,33	18,53	57,06	432,37	1331,41	32,47	140
17	19,00	14,33	21,79	67,11	312,32	961,89	32,47	86
18	20,00	8,83	25,69	78,27	226,93	691,40	32,82	53
19	Итого	8262,00			22626,63		35,84	

На рисунке 3.11 приведен график изменения $K_{и}$ энергии ветра ВРТБ в зависимости от изменения скорости ветра

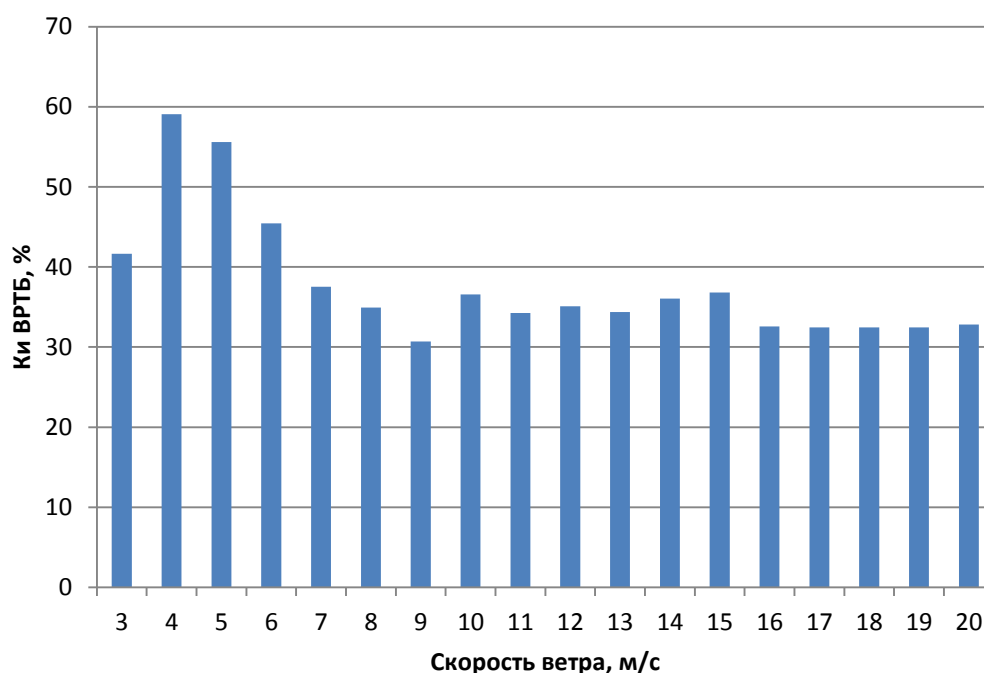


Рисунок 3.11 – График изменения $K_{и}$ энергии ветра ВРТБ в зависимости от скорости ветра

Таблица 3.5 – Выработка электроэнергии ВРТБ за зимний период

№	Скорость, м/с	Повторяемость, ч	Мощность, кВт		Энергия, кВт·ч		Ки, %	Повторений
			ВЭУ	Ветер	ВЭУ	Ветер		
1	3	178,83	0,11	0,26	19,67	47,24	41,64	1073
2	4	323,33	0,37	0,63	119,63	202,46	59,09	1940
3	5	494,00	0,68	1,22	335,92	604,16	55,60	2964
4	6	619,67	0,96	2,11	594,88	1309,57	45,43	3718
5	7	601,33	1,26	3,36	757,68	2018,02	37,55	3608
6	8	509,50	1,75	5,01	891,63	2552,29	34,93	3057
7	9	378,50	2,19	7,13	828,92	2699,66	30,70	2271
8	10	306,83	3,58	9,78	1098,46	3002,06	36,59	1841
9	11	236,33	4,46	13,02	1054,05	3077,65	34,25	1418
10	12	196,33	5,93	16,91	1164,26	3319,36	35,07	1178
11	13	127,00	7,39	21,50	938,53	2729,92	34,38	762
12	14	63,67	9,68	26,85	616,29	1709,28	36,06	382
13	15	49,17	12,15	33,02	597,38	1623,53	36,79	295
14	16	30,67	13,06	40,08	400,51	1228,97	32,59	184
15	17	20,83	15,61	48,07	325,21	1001,43	32,47	125
16	18	15,33	18,53	57,06	284,13	874,92	32,47	92
17	19	9,17	21,79	67,11	199,74	615,16	32,47	55
18	20	7,83	25,69	78,27	201,24	613,13	32,82	47
19	Итого	4168,33			10428,11		37,83	

За зимний и летний периоды условно взяты периоды октябрь, 10 – апрель, 10 и апрель, 10 – октябрь, 9 соответственно, длительностью 183 и 182 дня соответственно.

Таблица 3.6 – Выработка электроэнергии ВРТБ за летний период

№	Скорость, м/с	Повторяемость, ч	Мощность, кВт		Энергия, кВт·ч		Ки, %	Повторений
			ВЭУ	Ветер	ВЭУ	Ветер		
1	3	199,33	0,11	0,26	21,93	52,66	41,64	1196
2	4	182,67	0,37	0,63	67,59	114,38	59,09	1096
3	5	430,83	0,68	1,22	292,97	526,91	55,60	2585
4	6	524,33	0,96	2,11	503,36	1108,10	45,43	3146
5	7	499,50	1,26	3,36	629,37	1676,28	37,55	2997
6	8	497,83	1,75	5,01	871,21	2493,85	34,93	2987
7	9	449,67	2,19	7,13	984,77	3207,26	30,70	2698
8	10	372,00	3,58	9,78	1331,76	3639,65	36,59	2232
9	11	237,83	4,46	13,02	1060,74	3097,19	34,25	1427
10	12	182,50	5,93	16,91	1082,23	3085,48	35,07	1095
11	13	174,83	7,39	21,50	1292,02	3758,12	34,38	1049
12	14	132,17	9,68	26,85	1279,37	3548,32	36,06	793
13	15	121,00	12,15	33,02	1470,15	3995,54	36,79	726
14	16	57,33	13,06	40,08	748,77	2297,65	32,59	344
15	17	17,67	15,61	48,07	275,78	849,22	32,47	106
16	18	8,00	18,53	57,06	148,24	456,48	32,47	48
17	19	5,17	21,79	67,11	112,58	346,73	32,47	31
18	20	1,00	25,69	78,27	25,69	78,27	32,82	6
19	Итого	4093,67			12198,51		37,83	

Таблица 3.7 – Выработка электроэнергии ВРТБ за средний зимний день

№	Скорость, м/с	Повторяемость, ч	Мощность, кВт		Энергия, кВт·ч		Ки, %	Повторений
			ВЭУ	Ветер	ВЭУ	Ветер		
1	3	0,67	0,11	0,26	0,07	0,18	41,64	4
2	4	0,50	0,37	0,63	0,19	0,31	59,09	3
3	5	3,33	0,68	1,22	2,27	4,08	55,60	20
4	6	2,83	0,96	2,11	2,72	5,99	45,43	17
5	7	1,17	1,26	3,36	1,47	3,92	37,55	7
6	8	1,33	1,75	5,01	2,33	6,68	34,93	8
7	9	1,50	2,19	7,13	3,29	10,70	30,70	9
8	10	0,83	3,58	9,78	2,98	8,15	36,59	5
9	11	1,83	4,46	13,02	8,18	23,87	34,25	11
10	12	2,00	5,93	16,91	11,86	33,81	35,07	12
11	13	1,67	7,39	21,50	12,32	35,83	34,38	10
12	14	1,33	9,68	26,85	12,91	35,80	36,06	8
13	15	1,50	12,15	33,02	18,23	49,53	36,79	9
14	16	1,17	13,06	40,08	15,24	46,75	32,59	7
15	17	0,67	15,61	48,07	10,41	32,05	32,47	4
16	18							
17	19							
18	20							
19	13	22,33			104,45		38,88	

За средний зимний день и летний день взяты средние дни зимнего (10 января) и летнего (10 июля) периодов соответственно.

Таблица 3.8 – Выработка электроэнергии ВРТБ за средний летний день

№	Скорость, м/с	Повторяемость, ч	Мощность, кВт		Энергия, кВт·ч		Ки, %	Повторений
			ВЭУ	Ветер	ВЭУ	Ветер		
1	3	0,67	0,11	0,26	0,07	0,18	41,64	4
2	4	1,17	0,37	0,63	0,43	0,73	59,09	7
3	5	1,00	0,68	1,22	0,68	1,22	55,60	6
4	6	3,00	0,96	2,11	2,88	6,34	45,43	18
5	7	2,33	1,26	3,36	2,94	7,83	37,55	14
6	8	3,50	1,75	5,01	6,13	17,53	34,93	21
7	9	2,83	2,19	7,13	6,21	20,21	30,70	17
8	10	2,67	3,58	9,78	9,55	26,09	36,59	16
9	11	3,00	4,46	13,02	13,38	39,07	34,25	18
10	12	2,00	5,93	16,91	11,86	33,81	35,07	12
11	13	0,50	7,39	21,50	3,70	10,75	34,38	3
12	14							
13	15							
14	16							
15	17							
16	18							
17	19							
18	20							
19	13	22,67			57,82		40,48	

Выбор и расчет выработки энергии ФЭП

Фотоэлектрическое устройство представляет собой законченное схемотехническое решение, обеспечивающее максимально эффективный способ преобразования солнечной инсоляции в ток зарядки блока аккумуляторных батарей (солнечные модули типа ФСМ / VRTB, собранные по последовательно-параллельной схеме в едином каркасе, универсальный узел крепления, коммутация).

Выбор фотоэлектрической панели

Были выбраны фотоэлектрические панели отечественного производителя Astana Solar – KZ PV 230 M60 [14].

Особенности KZ PV 230 M60:

- казахстанский кремний высокого качества;
- сертификат соответствия нормам: IEC61215, IEC61730-1, IEC61730-2 от сертифицирующей европейской организации «Certisolis»;
- экологическая безопасность;
- высокий КПД: от 15%;
- эксплуатационная гарантия 25 лет;
- автоматизированный процесс технологического производства.

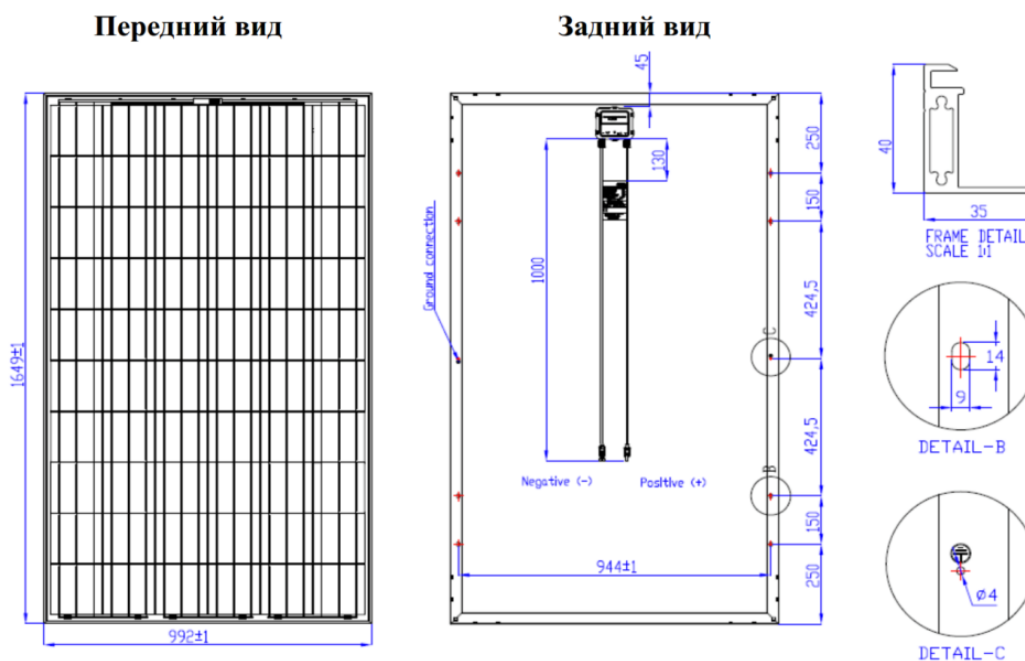


Рисунок 3.12 – Фотоэлектрическая панель KZ PV 230 M60

Таблица 3.9 – Характеристики фотоэлектрического модуля

Тип фотоэлектрических ячеек	Поликристаллические 6" (156 x 156 мм)
Конфигурация модуля	6 колонок x 10 рядов
Размеры	1850 мм x 1000 мм x 40 мм
Вес	19,5 кг
Стекло	Закаленное с низким содержанием железа
Материал рамок	Анодированный алюминиевый сплав
Максимальная нагрузка на поверхность	5,400 Па согласно IEC 61215
Рабочие температуры	-40°C до 80°C
Относительная влажность	0 до 100 %

Таблица 3.10 – Электрические характеристики

Электрические характеристики	220 Вт. ум	225 Вт. ум	230 Вт. ум	235 Вт. ум	240 Вт. ум
Оптимальное рабочее напряжение (V _{mp})*	29.4	29.5	29.6	29.7	29.8
Оптимальный рабочий ток (I _{mp})*	7.5	7.6	7.7	7.9	8.1
Напряжение разомкнутой цепи (V _{oc})*	36.8	37.0	37.1	37.2	37.4
Ток короткого замыкания (I _{sc})*	8.3	8.4	8.4	8.7	8.8
Нормальная рабочая температура фотоэлемента (NOCT)	46.0 °C +/- 2°C				
Поправочный коэффициент электрического тока (T _k I _{sc})	(0.06) %/°				
Поправочный коэффициент напряжения (T _k V _{oc})	-(0.33) %/°C				
Поправочный коэффициент мощности (T _k P _{max})	-(0.45) %/°C				
Максимальное рабочее напряжение	1000 В для IEC				
Все параметры приведены к стандартным условиям испытаний: Оптическая область спектра AM(Air mass) 1.5; плотность потока солнечной энергии 1000 Вт/м ² ; температура фотоэлектрических солнечных элементов 25 °C					
* Предварительное, финальный параметр в пределах ±5%					

С учетом рассчитанного ранее потенциала солнечной активности, а также выбранной фотоэлектрической панели рассчитали количество вырабатываемой ими энергии и занесли полученные данные в Таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Выработка солнечной энергии в поселке Ажар

Название	Величина
Среднегодовая выработка (день)	5,24 кВт·ч
Необходимая выработка (день)	56,8 кВт·ч
Длина модуля	1,85 м
Ширина модуля	1,00 м
Площадь модуля	1,85 м ²
K _и модуля	15 %
Количество модулей	40
Годовая выработка	21214,81 кВт·ч

Выбор резервного источника питания

В качестве резервного источника питания выбирается дизель-генератор, основной задачей которого является поддержание работоспособности системы в случае нехватки электрической энергии, преобразуемой основными источниками.

Так как все энергия всех источников питания, в том числе и дизель-генератора, идет на заряд аккумуляторных батарей, а уже потом непосредственно к станции, учет пусковых токов не критичен.

Потребляемая мощность станции составляет 3,95 кВт·ч. С учетом данного условия, выбирается дизель-генератор.

Дизельная электростанция SDMO DX6000E номинальной мощностью 5,2 кВт предназначена для эксплуатации в тяжелых режимах при питании профессионального инструмента, в качестве резервного источника при отключении электроэнергии [15].

Дизель-генератор SDMO DX 6000 E оснащен электростартером и двигателем Yanmar. Имеется возможность установки автозапуска.



Рисунок 3.13 - Дизель-генератор SDMO DX 6000 E

Таблица 3.12 - Технические характеристики SDMO DX 6000 E

Наименование	Величина
Производитель	SDMO (Франция)
Мощность	5,2 кВт
Емкость бака	26
Тип стартера	Электростартер
Габаритные размеры	870x560x500
Масса	83
Двигатель Yanmar (Япония)	
Топливо	дизель
Расход	1,3 л/ч
Охлаждение	воздушное
Частота вращения, об/мин	3000
Конструкция	ОНV
Уровень звукового давления	43
Генератор Mess Alte (Франция)	
Выходное напряжение	230 В

Преимуществом выбранного дизель-генератора является наличие шумоизолирующего утепленного мини-контейнера, уровень звукового давления, при использовании которого не превышает допустимых норм, а также защищающего от переохлаждения дизель-генератор в холодное время года, что особенно критично для Кызылординской области, где температура опускается до -40°C . Возможность подключения дополнительного топливного бака не критична, поскольку расчетное время работы дизель-генератора не превысит 8 часов в месяц.

Система защиты электростанции позволяет автоматический приостанавливать работу генератора по низкому уровню масла, а тепловой расцепитель защищает генератор от высоких токов.

Однако главным критерием выбора данной электростанции явилась продвинутая система автоматики, позволяющая работать с системой автоматического запуска при пропадании внешней сети (в случае районной телевизионной станции – ВЭУ и фотоэлектрический преобразователь, а также низкий заряд аккумуляторных батарей).

Также система дистанционного запуска и мониторинга позволяет следить за состоянием системы посредством операторов сотовой связи GSM, что особенно актуально, так как объект находится на значительном расстоянии от обслуживающего его организации.

В итоге, после проведения соответствующих расчетов, получили:

- ветровая энергия - 22626,63 кВт·ч;
- солнечная энергия – 21214,81 кВт·ч;
- аккумуляторная батарея – 2800 А·ч;

А также имеется дизель-генератор в качестве резервного источника электроэнергии.

Фактический годовой показатель потребления самой станции составляет 20732 кВт·ч без учета энергии, идущей на заряд аккумуляторной батареи. Данный объем энергии может произвести один источник питания независимо от другого, что обеспечивает высокую надежность системы вне зависимости от внешних факторов.

Синергетический эффект можно проследить из таблиц: в средний летний день выработка ВЭУ составила 57,82 кВт·ч, в то время как выработка фотоэлектрического преобразователя составила 71,98 кВт·ч, а в средний зимний день – 104,45 кВт·ч ВЭУ и 44,63 кВт·ч фотоэлектрический преобразователь. Получили, что в средний зимний и летний дни вырабатывается 149,08 кВт·ч и 129,8 кВт·ч соответственно. При среднесуточном потреблении 56,8 кВт·ч, система вырабатывает больше энергии, чем расходуется потребителем, однако данный фактор обусловлен тем, что после периода глубокого дефицита энергии (после безветренных или пасмурных дней) системе требуется в два раза больше энергии, поскольку необходимо зарядить аккумуляторные батареи. В этом случае дефицита подачи энергии от этих трех источников районная телевизионная станция продолжит свою работу, поскольку сработает система автоматики и включится резервный источник питания – дизель-генератор.

Понятно, что данная система вырабатывает больше электроэнергии, чем расходуется на нужды потребителя, так, однако не стоит забывать, что районная телевизионная станция относится к потребителям первой категории и перерывы в электроснабжении неприемлемы. Также аккумуляторные батареи позволяют в течение 24 часов (время резервирования) обходиться без первичных источников энергии, коими являются ВЭУ и фотоэлектрический преобразователь.

Главными критериями при проектировании электроснабжения являлись надежность и бесперебойность.

4 Экономическая часть

Бизнес-план строительства ветро-солнце-дизельной системы электроснабжения телевизионной станции в поселке Ажар Кызылординской области.

4.1 Резюме

Рассматривается вопрос электроснабжения районной телевизионной станции в поселке Ажар Кызылординской области с использованием возобновляемых источников энергии.

Электроснабжение исследуемого объекта является автономным и осуществляется с помощью ветро-солнце-дизельной системы, основным источником энергии которой является ветровая роторная турбина Болотова мощностью 10 кВт. Солнечные панели в количестве 40 модулей и дизельный генератор мощностью 5 кВт являются резервными источниками.

Потребитель представляет собой телевизионную станцию, предназначенный для обмена цифровой информацией, относящийся к объектам первой категории вследствие чего необходимо обеспечить работу системы от нескольких источников электроэнергии в целях исключения перерывов в электроснабжении.

Суммарные капиталовложения в проект составляют 12522,93 тыс. тенге.

Срок окупаемости проекта составляет 7 лет 5 месяцев.

План строительства

Общее время строительства энергетической системы займет не более 14 дней, поскольку необходимо лишь установить все необходимое оборудование станции.

Годовая выработка электроэнергии составляет 43835 кВт·ч и является постоянной величиной с момента ввода в эксплуатацию КЭС ВРТБ.

Организационный план

Заказчиком проекта электроснабжения телевизионной станции является АО «Казахтелеком». Разработкой и установкой системы автономного энергообеспечения на базе возобновляемых источников энергии с использованием КЭС ВРТБ занимается ТОО «Экоэнергомаш», осуществляющая набор и подготовку кадров для последующего управления и обслуживания систем энергообеспечения. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Инвестиции в полном объеме за счет кредита осуществляет заказчик, АО «Казахтелеком».

Экологическая информация

Площадка расположена в отдаленном поселке Ажар, Казалинского района Кызылординской области в нескольких километрах от границы с Республикой Каракалпакстан и Узбекистаном. До 1991 года электроснабжение

данного региона осуществлялось за счет ресурсов Узбекистана, однако с тех пор многие населенные пункты Кызылординской области, в том числе поселок Ажар, частично остаются без электроснабжения, как следствие, доступа к питьевой воды, средствам связи.

Строительство районной телевизионной станции за счет использования возобновляемых ресурсов самого региона поможет решить одну из этих проблем, не оказывая негативное воздействие на окружающую среду.

4.2 Расчет финансовых показателей

Расчет капитальных вложений

Определим капиталовложения на строительство системы электроснабжения районной телевизионной станции, которые состоят из стоимости ветрогенератора, солнечных панелей, дизельного генератора, аккумуляторных батареи, инвертора и прочего оборудования.

Таблица 4.1– Капитальные вложения

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт	Цена, тыс. тенге	Стоимость, тыс. тенге
1	Осветительная нагрузка	4	2,5	10
2	Аккумуляторные батареи	28	80	2240
3	Зарядное устройство	1	200	200
4	Инвертор	1	750	750
5	Выключатель	9	0,5	4,5
6	Ветрогенератор	1	3500	3500
7	Фотоэлектрический модуль	40	95	3800
8	Дизельный генератор	1	375	375
9	Щиток освещения	1	10	10
	Итого			10889,5

Капитальные вложения на покупку оборудования составляют:

$$K_{\text{обор}} = 10889,5 \text{ тыс. тенге}$$

Капитальные вложения на транспортировку составляют:

$$K_{\text{тран}} = 0,05 \cdot K_{\text{обор}}, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.1)$$

где 0,05 – норма отчисления на транспортировку оборудования;

$$K_{\text{тран}} = 544,48, \text{ тыс. тенге.}$$

Капитальные вложения на монтажные работы составляют:

$$K_{\text{МОНТ}} = 0,1 \cdot K_{\text{ОБОР}}, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.2)$$

где 0,05 – норма отчисления на монтажные работ;

$$K_{\text{МОНТ}} = 1088,95 \text{ тыс. тенге.}$$

Суммарные капитальные вложения составляют:

$$K_{\text{СУММ}} = K_{\text{ОБОР}} + K_{\text{ТРАН}} + K_{\text{МОНТ}}, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.3)$$

$$K_{\text{СУММ}} = 10889,5 + 544,48 + 1088,95 = 12522,93, \text{ тыс. тенге.}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Издержки на заработную плату рабочего персонала сводятся к оплате труда одного специалиста, ежедневно осматривающего оборудование и отвечающего за доставку топлива для дизель-генератора:

$$I_{\text{ЗАРП}} = ЗП \cdot t, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.4)$$

где ЗП – зарплата работника, тыс. тенге,
t – срок работы специалиста, месяц.

$$I_{\text{ЗАРП}} = 50 \cdot 12 = 600, \text{ тыс. тенге.}$$

Издержки на социальный налог:

$$I_{\text{СОЦН}} = ((ЗП - 0,1 \cdot ЗП) \cdot 0,11) \cdot t, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.5)$$

где ЗП – зарплата работника, тыс. тенге,
t – срок работы специалиста, месяц.

$$I_{\text{СОЦН}} = ((50 - 0,1 \cdot 50) \cdot 0,11) \cdot 12 = 59,40, \text{ тыс. тенге.}$$

Амортизационные отчисления:

$$I_{\text{АМОР}} = N_a \cdot K_{\text{СУММ}}, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.6)$$

где N_a – норма амортизации, принята 16% исходя из ускоренной амортизации.

$$I_{\text{АМОР}} = 0,16 \cdot 12522,93 = 2003,67, \text{ тыс. тенге.}$$

Издержки на текущий ремонт и технический осмотр:

$$I_{\text{трем}} = 0,05 \cdot K_{\text{сумм}}, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.7)$$

где 0,05 – норма издержек на текущий ремонт и технический осмотр.

$$I_{\text{трем}} = 0,05 \cdot 12522,93 = 626,15, \text{ тыс. тенге.}$$

Суммарные годовые издержки:

$$I_{\text{сумм}} = I_{\text{зарп}} + I_{\text{соцн}} + I_{\text{амор}} + I_{\text{трем}}, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.8)$$

$$I_{\text{общ}} = 600,00 + 59,40 + 2003,67 + 626,15 = 3289,21, \text{ тыс. тенге.}$$

Расчет себестоимости и тарифа на электроэнергию

Полная себестоимость электроэнергии U определяются как:

$$U = I_{\text{зарп}} + I_{\text{соцн}} + I_{\text{амор}} + I_{\text{трем}}, \text{ тыс. тенге/год,} \quad (4.9)$$

где $I_{\text{зарп}}$ – издержки на зарплату рабочего персонала;

$I_{\text{соцн}}$ – социальный налог;

$I_{\text{амор}}$ – амортизационные отчисления;

$I_{\text{трем}}$ – издержки на текущий ремонт;

$$U = 600,00 + 59,40 + 2003,67 + 626,15 = 3289,21, \text{ тыс. тенге.}$$

С учетом одовой выработки электроэнергии 43,83 тыс. кВт·ч и суммарных издержек в размере 3289,21 тыс. тенге, рассчитаем себестоимость кВт·ч электроэнергии:

$$S = \frac{U}{W}, \frac{\text{тенге}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}, \quad (4.10)$$

где U – полная себестоимость электроэнергии, тыс. тенге;

W – годовая выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч;

$$S = \frac{3289,21}{43,83 \cdot 1000} = 75,04 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}},$$

С учетом рентабельности 5% тариф на электроэнергию составит:

$$T = S \cdot R, \quad (4.11)$$

$$T = 75,04 \cdot 1,05 = 78 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

Стоимость реализуемой электроэнергии составит:

$$V_{\text{реал}} = T \cdot W, \quad (4.12)$$

где T – тариф на электроэнергию с учетом 5% рентабельности, тенге;

W – объем реализуемой электроэнергии, тыс. кВт·ч.

$$V_{\text{реал}} = 78 \cdot 43,83 = 3453,67, \text{ тыс. тенге.}$$

Чистая прибыль с учетом 20% налога составит:

$$\Pi = V_{\text{реал}} - U, \text{ тыс. тенге,} \quad (4.13)$$

$$\Pi = 0,8 \cdot (3453,67 - 3289,21) = 164,46, \text{ тыс. тенге.}$$

Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Показатель чистого приведенного дохода (ЧПС) позволяет сопоставить величину капитальных вложений с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r . Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

ЧПС, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения ЧПС необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I, \quad (4.14)$$

$$R = \frac{1}{(1+r)^n}, \quad (4.15)$$

$$PV = \sum \frac{CF}{(1+r)^n}, \quad (4.16)$$

где I – инвестиции в данный проект, тыс. тенге,

CF_t – приток денежных средств за период t , тыс. тенге,

r – коэффициент дисконтирования, принимается на уровне инфляции 8%,

t – время реализации проекта, год.

Ежегодный денежный поток составляет:

$$CF = \Pi + \text{Иамор, тыс. тенге} , \quad (4.17)$$

$$CF = 164,46 + 2003,67 = 2168,13, \text{ тыс. тенге} .$$

Таблица 4.2 – Расчет чистой приведенной стоимости

№	Денежный поток	Ставка дисконтирования 8%	PV
	-12522,93		-12522,93
1	2168,13	2168,13	-10354,80
2	2168,13	2007,53	-8347,27
3	2168,13	1858,82	-6488,45
4	2168,13	1721,13	-4767,32
5	2168,13	1593,64	-3173,68
6	2168,13	1475,59	-1698,09
7	2168,13	1366,29	-331,80
8	2168,13	1265,08	933,28
9	2168,13	1171,37	2104,66

Определяем срок окупаемости. Если предположить, что приток денежных средств поступает равномерно в течение всего периода (по умолчанию предполагается, что денежные средства поступают в конце периода), то можно вычислить остаток от седьмого года.

$$O = 1 - (\sum PV_i - I_0) / PV_7 \quad (4.18)$$

$$O = 1 - (13456,21 - 12522,93) / 933,28 = 0,44 \text{ года}$$

Учитывая то, что АО «Казахтелеком» инвестирует 100% всех инвестиций за счет кредита в банке, срок окупаемости, с учетом дисконтирования, составляет 7,44 года (7 лет 5 месяцев).

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Молниезащита объекта

Районная телевизионная станция относится к потребителям первой категории и предназначена для приема и передачи информации. Удаленность от линий электропередач обуславливает питание электрической энергией от ветро-солнце-дизельной энергосистемы.

Защита элементов электрических установок от атмосферных перенапряжений и, соответственно, от поражения прямыми ударами молний осуществляется устройством молниеотводов – заземленных проводников, располагаемых выше защищаемых элементов электрической установки:

- вертикально-осевая ветроэнергетическая турбина;
- фотоэлектрический модуль и контейнер с радиотехническим оборудованием.

Молниеотводы – специальные части молниезащиты, состоящие из несущей части (опоры), молниеприемника, токоотвода и заземлителя. Они предназначены для приема электростатического заряда молнии и отвода ее токов в землю.

Для данного объекта выбрать одиночный стержневой молниеотвод, изготовленный из стали сечением 100 мм². Опоры молниеотвода выполняется из железобетона. Используется тип заземлителя вертикальный из стальных ввинчиваемых стержней длиной 2-5 м.

Соединение молниеприемников токоотводов и заземлителей осуществляется сваркой.

Среднегодовая интенсивность грозовой деятельности в часах определяется по специальным картам.

Ожидаемое количество поражений молнией в год

$$N = (S + 6 \cdot h) \cdot (L + 6 \cdot h) \cdot n \cdot 10000 \quad (5.1)$$

где S , L - соответственно ширина и длина защищаемого объекта, м;

h - наибольшая высота объекта, м;

n - среднегодовое число ударов молний в 1 км² земной поверхности.

Таблица 5.1- Среднегодовое число ударов молний в 1 км².

Интенсивность грозовой деятельности, ч в год	10-20	20-40	40-60	60-80	80 и более
n	1	3	6	9	12

Величина импульсного сопротивления заземлителя связана с предельно допустимым сопротивлением растеканию тока промышленной частоты:

$$R_{и} = K \quad (5.2)$$

где K - коэффициент импульса принимается согласно $R_{и}$ для каждого заземлителя должна быть не более 10 Ом (для защиты II категории 20 Ом), а в грунтах с удельным сопротивлением 500 Ом · м допускается до 40 Ом.

В целях защиты от заноса высоких потенциалов в защищаемый объект по подземным металлическим коммуникациям необходимо заземлители и подводы к ним располагать на расстоянии $S_3 = 0,5 \cdot R_{ист}$ и $S_3 = 0,3 \cdot R_{итр}$, но не менее 3 м, где $R_{ист}$, $R_{итр}$ – величина $R_{и}$ для стержневого и тросового заземлителя. Коммуникации при вводе в здание соединяются с заземлителями.

Ввод выполняется кабелем; металлическая оболочка кабелей заземляется у ввода в здание и в местах перехода воздушных линий в кабель, а в местах перехода между каждой жилой и заземленными элементами устраиваются закрытые искровые промежутки или разрядники.

Защита от электростатической индукции выполняется путем присоединения металлических корпусов всего оборудования, аппаратов и металлических конструкций к специальному или защитному заземлению.

Защита от электромагнитной индукции между трубопроводами и другими металлическими предметами (оболочка кабелей и др.) в местах их возможного сближения на расстоянии 10 см и менее через каждые 20 м для объектов I категории защиты и 25-30 см для II категории привариваются металлические перемычки для недопущения незамкнутых контуров.

Зона защиты одиночного молниеотвода представляет собой в вертикальном сечении конус с образующей в виде ломаной линии. Построение зоны защиты для молниеотвода высотой менее 60 м производится следующим образом:

1. от основания молниеотвода в противоположные стороны откладывается два отрезка CA_1 и CB_1 , равные 0,75 высоты молниеотвода,
2. A_1 и B_1 соединяются с вершиной молниеотвода.
3. на высоте 0,8 высоты молниеотвода находится точка O_1 , которую следует соединить прямой с концами отрезков CB и CA , равных 1,5 длины молниеотвода.

Ломаная BDO и является образующей зоны защиты для определения величины радиуса защиты r_x , м, на любой высоте h_x зоны защиты используют формулы:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x), \quad (5.3)$$

$$r_x = 1,5 \cdot (30 - 1,25 \cdot 15) = 16,875,$$

$$h_{\text{опт}} = \frac{r_x + 1,9h_x}{1,5}, \quad (5.4)$$

$$h_{\text{опт}} = \frac{16,875 + 1,9 \cdot 15}{1,5} = 30,25$$

$$r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (5.5)$$

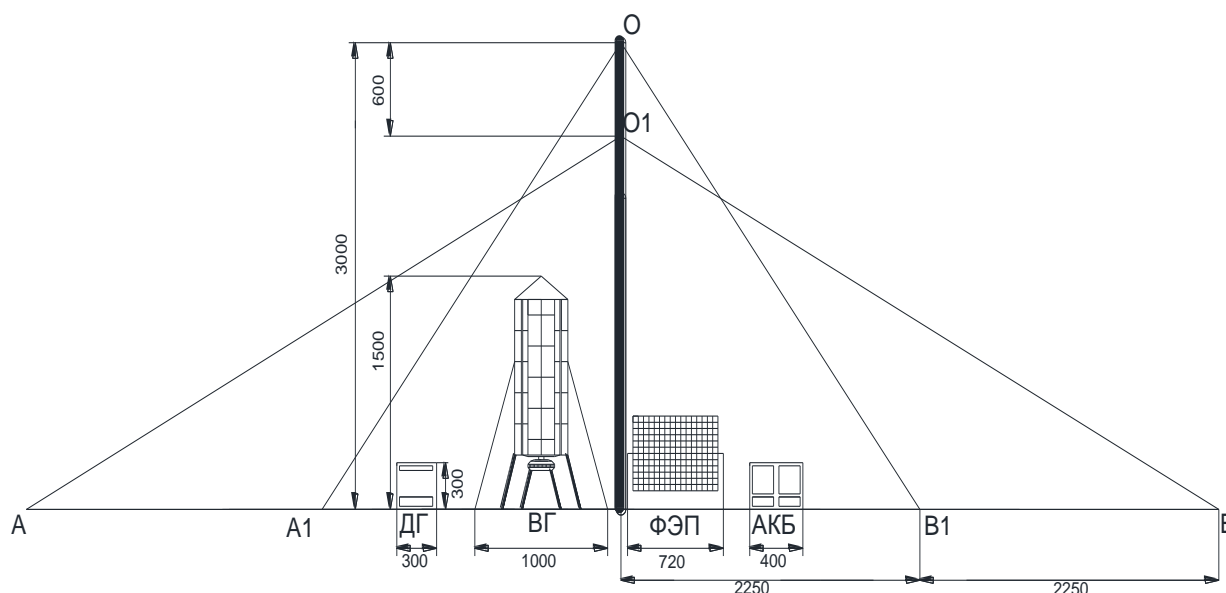
$$r_0 = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м,}$$

$$h_0 = 0,8 \cdot h, \quad (5.6)$$

$$h_0 = 0,8 \cdot 30 = 24 \text{ м,}$$

где h_x – высота ВЭУ, 15 м;
 h – высота стержня, 30 м;
 $h_{\text{опт}}$ – оптимальная высота стержня;
 h_0 – высота перелома, образующей конуса;
 r_0 – радиус основания конуса;
 r_x – радиус защиты на любой высоте h_x .

Согласно полученным расчетам, построим зону защиты.



СП – солнечная панель; ВЭУ – ветроэнергетическая установка; ФЭП – фотоэлектрическая панель; АКБ – аккумуляторная батарея;

Рисунок 5.1 - Молниезащитная зона

Защитные свойства стержневого молниеотвода определяются зоной защиты – пространство вокруг молниеотвода, где поражение защищаемого объекта атмосферными разрядами меньше предельно допустимой вероятности.

При высоте молниеотвода 30,25 м, выбранная ветроэнергетическая установка будет находиться в защитной зоне.

При установке молниеотводов на порталах подстанции для повышения надежности грозозащиты необходимо:

- установить дополнительный заземлитель из двух, трех труб длиной три, пять метра у стоек конструкций с молниеотводами
- обеспечить растекание тока молнии от конструкций к молниеотводам не менее чем в трех, четырех направлениях;
- увеличить число изоляторов в гирляндах по сравнению с обычным на два;
- производить присоединение заземлителя трансформаторов на расстоянии не менее пятнадцати метров от заземлителя молниеотвода.

5.2 Расчет зануления

Питание электрических приборов внутри помещения осуществляется от трехфазной сети напряжением 220 В и частотой 50 Гц с использованием автоматов токовой защиты.

Таблица 5.2 – Состав оборудования

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт
1	Телевизионная станция	
	1.1 Передатчик DVB-T2	1
	1.2 Приемник DVB-S2	2
	1.3 Сайт контролер	1
	1.4 Коммутатор L-Band	1
	1.5 Коммутатор 24 порта, СУМ	2
	1.6 Видеонаблюдение	1
	1.7 Приемо-передающая спутниковая станция VSAT	1
	1.8 Системы вентиляции и кондиционирования, прочее	1
2	Осветительная нагрузка	4

Занулением называется намеренное соединение металлических нетоковедущих частей электрооборудования, которые могут случайно оказаться под напряжением, с многократно заземленным нулевым проводом.

Применяется в четырехпроводных сетях напряжением до 1 кВ с заземленной нейтралью.

Зануления является основной мерой защиты от поражения электрическим током в сетях напряжением до 1 кВ. Оно служит для защиты от поражения электрическим током при повреждении изоляции проводов электроустановок.

Назначение зануления заключается в быстром отключении электроустановок от сети при замыкании (или двух) фазы на корпус, обеспечение безопасности прикосновения человека к зануленному корпусу в аварийной ситуации.

К частям, подлежащим занулению, относятся:

- корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, выключателей светильников и др.;
- приводы электрических аппаратов: вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, контрольных и наладочных стенов, корпуса передвижных и переносных электроприемников;
- электрооборудование, размещенное на движущих частях станков, машин и механизмов.

С целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка, в электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью проводимость фазных и нулевых защитных проводников должна быть выбрана так, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой защитный проводник возникал ток короткого замыкания, превышающий не менее чем в три раза номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя, автоматического выключателя при номинальном токе более 100 А в 1,25 раза.

Ток короткого замыкания $I_{кз}$ в фазном проводе зависит от фазного напряжения U_{ϕ} и полного сопротивления цепи, равного сумме сопротивлений обмотки трансформатора $Z_T/3$, фазного проводника Z_{ϕ} , нулевого защитного проводника $Z_{\text{н}}$, внешнего индуктивного сопротивления петли фазный проводник-нулевой защитный проводник (петля фаза – нуль) $X_{\text{п}}$, активного сопротивления заземления нейтрали трансформатора R_0 .

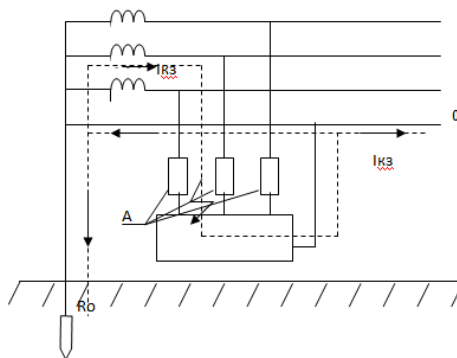
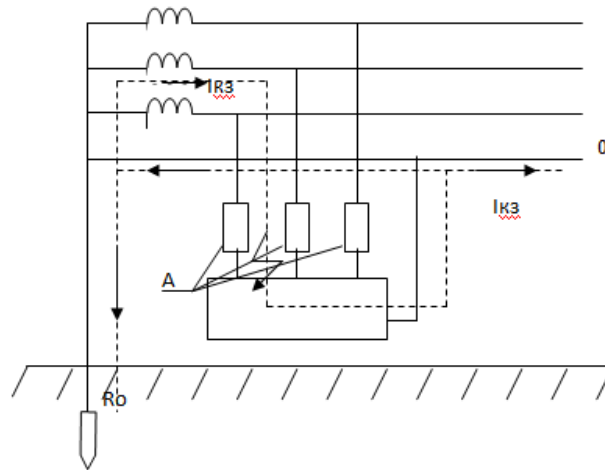


Рисунок 5.2 – Принципиальная схема переменного тока с занулением



A - аппарат защиты (предохранитель или автоматический выключатель);
 R₀ - заземление нейтрали

Рисунок 5.3 – Принципиальная схема переменного тока с занулением

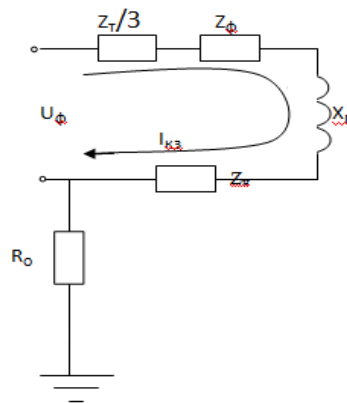


Рисунок 5.4 – Полная расчетная схема зануления

Значение сопротивления R_0 , как правило, намного больше по сравнению с другими элементами цепи, параллельная ветвь, образованная им, создает незначительное увеличение тока короткого замыкания, что позволяет им пренебречь. Однако данное допущение увеличивает требования, предъявляемые к занулению, и значительно упрощает расчетную схему.

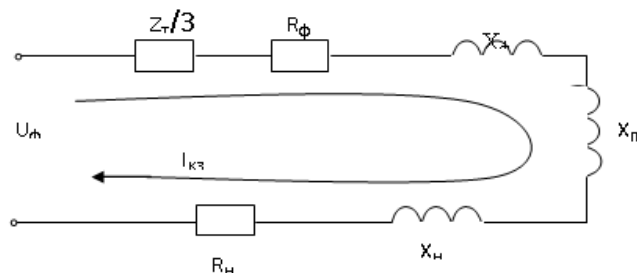


Рисунок 5.5 - Упрощенная схема зануления

Тогда выражение короткого замыкания $I_{кз}$ (А) в комплексной форме примет вид:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Gamma}}{3} + Z_{\phi} + Z_{\text{H}} + jX_{\text{H}}} . \quad (5.7)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, В;

Z_{Γ} – комплекс полного сопротивления обмоток трехфазного источника тока (трансформатора), Ом;

$Z_{\phi} = R_{\phi} + jX_{\phi}$ – комплекс полного сопротивления фазного провода, Ом;

$Z_{\text{H}} = R_{\text{H}} + jX_{\text{H}}$ – комплекс полного сопротивления нулевого защитного проводника, Ом;

R_{ϕ} и R_{H} – активные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

X_{ϕ} и X_{H} – внутренние индуктивные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

$X_{\text{п}}$ – внешнее индуктивное сопротивление контура (петли) фазный проводник – нулевой защитный проводник (петля фаза – нуль), Ом;

$Z_{\text{п}} = Z_{\phi} + Z_{\text{H}} + jX_{\text{п}}$ – комплекс полного сопротивления петли фаза – нуль, Ом.

С учетом последнего равенства, получим:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\Gamma}}{3} + Z_{\text{п}}} . \quad (5.8)$$

При расчете зануления принято применять допущение, при котором для вычисления действительного значения (модуля) тока короткого замыкания $I_{кз}$ модули сопротивления $\frac{Z_{\Gamma}}{3}$ и $Z_{\text{п}}$ складываются арифметически. Данное допущение вносит некоторую неточность (5%) и считается приемлемым, однако ужесточает требования безопасности.

Действительный вид полного сопротивления петли фаза – нуль примет вид:

$$Z_{\text{п}} = \sqrt{(R_{\phi} + R_{\text{H}})^2 + (X_{\phi} + X_{\text{H}} + X_{\text{п}})^2} , \text{ Ом.} \quad (5.9)$$

Формула для проверочного расчета определяется с учетом коэффициента кратности K тока короткого замыкания, определяемого требованиями к занулению:

$$K \cdot I_H \leq \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3} + \sqrt{(R_\phi + R_H)^2 + (X_\phi + X_H + X_H)^2}}, \quad (5.10)$$

где I_H - номинальный ток аппарата защиты.

Для предохранителей и автоматических выключателей, имеющих обратозависимую характеристику от тока, значение коэффициента K принимается $K \geq 3$. В случае, если электроустановка защищается автоматическим выключателем, имеющим только электромагнитный расцепитель (отсечку), то для автоматов с I_H до 100 А, $K = 1,4$, а для автоматов с $I_H > 100$ А, $K = 1,25$.

Данные по проекту:

Напряжение сети – 0,23 кВ;

Мощность – 3,95 кВт;

Мощность наиболее удаленного электроприемника – 2,1 кВт;

Ток нагрузки ЩР – 34,15 А

Длина кабеля до ЩР-2 – 5 м;

Длина провода от ЩР-2 до станка – 10 м.

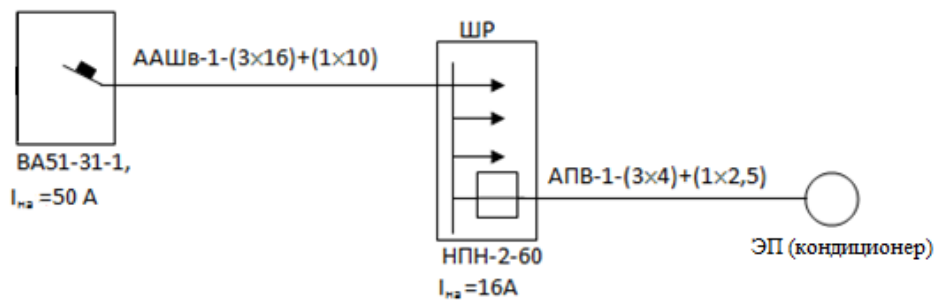


Рисунок 5.6 - Схема замещения

Расчет токов нагрузки и выбор защитной аппаратуры:

Номинальный ток (система кондиционирования и вентиляции)

$$I_H = \frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi}, \quad (5.11)$$

$$I_H = \frac{2,1}{0,23 \cdot 0,9} = 10,14 \text{ А}.$$

Принимаем выключатели:

$$I_{H \text{ авт.выкл.}} = 25 \text{ А};$$

$$I_{H \text{ пл.вст.}} = 20 \text{ А} (> I_{P_{тэн}} = 10,14 \text{ А});$$

Определение полных сопротивлений элементов цепи:

- сопротивление трансформатора для группы соединения Д/У₀ – 11
 $Z_T = 0,027 \text{ Ом}$.

- сопротивление кабеля, при сечении фазной жилы 10 мм² и нулевой 8 мм² $Z_{\text{пфо}} = 1,8 \text{ Ом/км}$.

$$Z_{\Pi} = Z_{\text{пфо}} \cdot L_1, \quad (5.12)$$

$$Z_{\Pi} = 1,8 \cdot 0,05 = 0,09 \text{ Ом},$$

- сопротивление провода при сечении фазной жилы 4 мм² и нулевой 3 мм² $Z_{\text{пфо}} = 2,54 \text{ Ом/км}$.

$$Z_{\Pi} = Z_{\text{пфо}} \cdot L_2 \quad (5.13)$$

$$Z_{\Pi} = 2,54 \cdot 0,01 = 0,025 \text{ Ом}$$

Определение тока КЗ:

$$I_{\text{кз1}} = \frac{220}{\frac{0,027}{3} + 0,09} = 2222 \text{ А}$$

$$I_{\text{кз2}} = \frac{220}{\frac{0,027}{3} + 0,09 + 0,025} = 1761,71 \text{ А}$$

Определение кратности тока:

$$\frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{на}}} = \frac{2222}{50} = 44,4$$

$$\frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{на}}} = \frac{1761,71}{20} = 88,09$$

Условие $I_{\text{кз}} \geq I_{\text{н}} \cdot K$,

где $K_a = 1,25$;

$K_{\text{пв}} = 3$, то:

$$2222 \text{ А} > 1,25 \cdot 50 = 62,5 \text{ А},$$

$$1761,71 \text{ А} > 1,25 \cdot 20 = 25 \text{ А}.$$

Определение времени срабатывания аппарата защиты: автоматического выключателя принимается из справочника. В данном случае время отключения аппарата защиты равно 0,16 секунд.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{к1} = I_{кз} \cdot Z_{н1}, \quad (5.14)$$

$$U_{к1} = 2222 \cdot 0,014 = 31,11 \text{ В},$$

где $Z_{н1}$ – сопротивление нулевой жилы кабеля, $Z_{н1} = R_{н1}$, так как величина внутреннего индуктивного сопротивления $X_{н1}$ алюминиевого проводника сравнительно мала (около 0,0156 Ом/км)

$$R_{н1} = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (5.15)$$

$$R_{н1} = \frac{0,028 \cdot 5}{10} = 0,014 \text{ Ом},$$

где ρ - удельное сопротивление алюминиевой жилы принимается равной 0,028 Ом×мм²/м;

S – сечение жилы, мм²;

L – длина проводника, м

$$U_{к2} = I_{кз} \cdot Z_{н2}, \quad (5.16)$$

где $Z_{н2}$ – сопротивление нулевого провода, $Z_{н2} = R_{н2}$;

$$R_{н2} = \frac{\rho \cdot L}{S}, \quad (5.17)$$

где ρ - удельное сопротивление алюминиевой жилы принимается равной 0,0078 Ом×мм²/м;

$$R_{н2} = \frac{0,0078 \cdot 10}{2,5} = 0,0312 \text{ Ом},$$

$$U_{к2} = 1761,71 \cdot 0,0312 = 54,96 \text{ В}.$$

Ток, проходящий через тело человека, равен

$$I_h = \frac{U_k}{R_h} \quad (5.18)$$

$$I_{h1} = \frac{31,11}{1000} = 31,11 \text{ мА}$$

$$I_{h2} = \frac{54,96}{1000} = 54,96 \text{ мА}$$

Такие величины тока являются опасными для жизни. Может возникнуть паралич дыхания при воздействии от 3 секунд и дольше, т.е. время срабатывания автоматического выключателя верное.

5.3 Защита от шума

При электроснабжении системой «ветро-солнце-дизель» возникает два вида шумов:

- механический (удары, колебания отдельных деталей и оборудования в целом);
- аэродинамический (шум газов и воздуха).

В процессе работы данные шумы могут явиться причиной различных психических, сердечнососудистых, желудочно-кишечных, кожных заболеваний.

Шум, являясь общебиологическим раздражителем, оказывает влияние не только на слух, но и, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывает сдвиги в различных функциональных системах организма.

Способы защиты от шума

Защита от шума должна обеспечиваться шумобезопасной техникой, применением методов и средств как коллективной, в том числе строительно-акустических, так и индивидуальной защиты.

В первую очередь следует использовать средства коллективной защиты. По отношению к источнику шума коллективные средства защиты делятся на:

- снижающие шум в источнике его возникновения;
- снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта.

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции оборудования, являющегося источником шума, или изменением технологического процесса. Средства, снижающие уровень шума в источнике его возникновения в зависимости от характера шумообразования делятся на средства защиты от шума:

- механического происхождения;
- аэродинамического и гидродинамического происхождения;
- электромагнитного происхождения.

В зависимости от способа реализации методы и средства коллективной защиты подразделяются на:

- строительно-акустические;
- архитектурно-планировочные;
- организационно-технические.

Данные мероприятия включают в себя:

- рациональную планировку предприятий и производственных помещений;
- изменение направленности излучения шума;

- акустическую обработку помещений;
- применение звукоизоляции.

Ширина санитарно-защитной зоны вокруг крупных предприятий может достигать нескольких километров в зависимости от установленного оборудования. Создание такой санитарно-защитной может являться неразрешимой задачей для объектов, находящихся в черте города.

В случае, когда средствами коллективной защиты не удалось добиться допустимого уровня шума на рабочем месте, применяются средства индивидуальной защиты (СИЗ).

Принцип действия СИЗ заключается в том, чтобы защитить наиболее чувствительный канал воздействия шума на организм человека – ухо. Применение СИЗ позволяет предупредить расстройства органов слуха, а также нервной системы от действия чрезмерного раздражителя.

К наиболее эффективным средствам индивидуальной защиты относятся противозумные вкладыши (беруши), наушники, каски и шлемы, а также специальные костюмы [12].

Уровень допустимых звуковых давлений

Таблица 5.3 - Уровень допустимых звуковых давлений

Назначение помещений или территорий	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления) L , дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровень звука L_A (эквивалентный уровень звука $L_{A_{экв}}$), дБА	Максимальный уровень звука $L_{A_{макс}}$, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
телефонные и телеграфные станции	83	74	68	63	60	57	55	54	65	75

Нормируемыми параметрами непостоянного шума являются эквивалентные уровни звукового давления $L_{экв}$ и максимальные уровни звукового давления $L_{макс}$, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000 и 8000 Гц.

Допускается использовать эквивалентные уровни звука $L_{A_{экв}}$, дБА, и максимальные уровни звука $L_{A_{макс}}$, дБА. Уровень шума, как эквивалентный, так и максимальный уровень которого не превышает установленные нормативные значения, считают шумом в пределах нормы.

Определение целесообразности шумозащитных мер

Рассматриваемая ветроэнергетическая установка производит два вида шума:

- механический;
- аэродинамический.

Шумовые характеристики для ВЭУ представлены в таблице 4.3.2.

Прогнозная долгосрочная средняя скорость ветра на площадке, где располагается районная телевизионная станция составляет 8,05 м/с. Для исходного ветрогенератора мощностью 10 кВт уровень шума составит порядка 44,5 дБ.

Таблица 5.4 - Шумовые характеристики ветрогенераторов

Мощность, Вт	20000	10000	5000	3000	2000	1000	500	400	300	200
Скорость ветра, м/с	Уровень шума ветрогенератора, дБ (Измеренные показатели уровня звука включают фоновый шум ветра)									
3	29,7	21,3	20	20,9	24,6	23,3	20,9	20,9	22,6	21,8
4	34	21,7	22,6	27,8	24,8	24,8	22,7	23,4	26,3	23,9
5	38,2	29,4	24,5	36,2	29,5	30,9	26,2	28,5	31,7	30
6	40,9	30,6	32,2	40,2	35,2	36,9	33,6	36,7	37,6	38,7
7	45,1	41,4	35,6	45,8	40,7	42,2	40,3	43,6	45,9	44,1
8	48	44,5	40,4	46,9	48,2	49	45	49,8	53,5	51,6
9	51,3	50,3	44,7	48,9	52,6	53,4	52,7	51,6	61,9	59,7
10	54,6	54,8	48,6	59	61,8	62,4	58,4	61,8	69,5	65,1
11	57,5	58,4	58,4	62,4	65,8	64	59,5	66,2	73	73,9
12	61,7	59,4	59,3	64,6	70,5	70,7	63,3	69,5	77,3	77,6

Расчет шума

Таблица 5.5 - Нормируемые уровни звукового давления

v	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L _p	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
L _н	96	83	74	68	63	60	57	55

где L_p – уровень звукового давления на рабочем месте;

L_н – допустимый уровень звукового давления для рабочего места.

Расчет шума в зоне прямого звук производится по формуле:

$$L = L_p + 10 \lg \frac{\chi\Phi}{S} \quad (5.19)$$

где L_p - октавный уровень звуковой мощности в дБ источника шума;

Φ – фактор направленности источника шума, безразмерный, определяется по опытным данным. Для источников шума с равномерным излучением звука следует принимать $\Phi = 1$;

S – площадь в m^2 воображаемой поверхности правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку.

Для источников шума, у которых $2 l_{\max} < r$, следует принимать при расположении источника шума $S = 4\pi r^2$;

χ - коэффициент, учитывающий влияние ближнего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения расстояния r в м между акустическим центром источника и расчетной точкой к максимальным габаритным размерам l_{\max} в м источника шума по графику на рисунке 5.7.

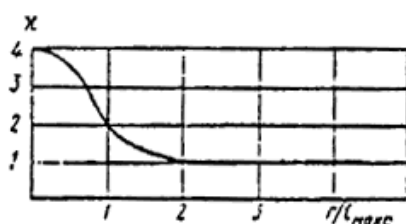


Рисунок 5.7 - График для определения коэффициента χ в зависимости от отношения r к максимальному линейному размеру источника шума l_{\max} .

Расчет для расстояния 4 м

$$S = 4 \cdot 3,14 \cdot 4^2 = 200,96$$

$$L = 29,4 + 10 \lg \frac{1}{200,96} = 23,87 \text{ дБ}$$

Результаты расчета заносятся в таблицу 5.6

Таблица 5.6 - Результаты расчета

ν	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_H	96,00	83,00	74,00	68,00	63,00	60,00	57,00	55,00
L(4м),Дб	23,87	23,87	23,87	23,87	23,87	23,87	23,87	23,87
L(5м),Дб	21,93	21,93	21,93	21,93	21,93	21,93	21,93	21,93
L(8м),Дб	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85
L(10м),Дб	15,91	15,91	15,91	15,91	15,91	15,91	15,91	15,91
L(15м),Дб	12,39	12,39	12,39	12,39	12,39	12,39	12,39	12,39

По результатам расчетов, шум, который издает ВРТБ ниже допустимого уровня шума для объекта, соответственно, применение шумозащитных мер нецелесообразно. Стоит также упомянуть, в составе системы есть дизель-

генератор, однако по заявленным характеристикам уровень звукового давления, издаваемого им, не превышает 43 дБ, так как поставляется в защитном кожухе.

Заключение

В дипломной работе был рассмотрен проект электроснабжения районной телевизионной станции в поселке Ажар кызылординской области с использованием энергии солнца и ветра. Был проведен анализ региона, рассчитаны потенциалы ветровой и солнечной энергии. Так, долгосрочная среднегодовая скорость ветра выше 7 м/с, а число пасмурных дней региона не превышает 20 дней в году. Учитывая группу потребителей, к которой относится станция, главным критерием в ходе проектирования являлась надежность системы, которая была обеспечена комплексной энергетической системой ВРТБ, а также использование дизель-генератора в качестве резервного источника электрической энергии. Спроектированную систему отличают полная автономность и высокая степень надежности: при любых внешних условиях система способна продолжать работу до 48 часов при нулевом ветре и солнечной радиации, что обеспечивается аккумуляторными батареями и дизель-генератором.

Был проведен анализ ветровой энергии с составлением розы ветров, сравнительный анализ горизонтально-пропеллерных и вертикально-осевых ВЭУ, после чего к проектированию была принята установка отечественного производства ВРТБ мощностью 10 кВт. Выбор фотоэлектрического модуля KZPV230M60 обусловлен тем, что данные модули являются продуктом отечественного производителя и имеют специальную систему автоматики, рассчитанную на параллельную работу в системе КЭС ВРТБ. При выборе аккумуляторных батарей были рассмотрены основные виды и параметры выбора при использовании в автономных системах. К установке были приняты аккумуляторные батареи, выполненные по технологии GEL. Также был произведен расчет и выбор дизель-генератора, используемый в качестве резервного источника питания.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен расчет защитного зануления, являющееся обязательным требованием к электроустановкам. Также была рассчитана и построена молниезащитная зона молниеотвода. Расчет шумозащитных мер показал, что их применение не является обязательным условием, поскольку уровень шума, издаваемый системой, соответствует всем нормам.

Экономический раздел представляет из себя бизнес план строительства системы электроснабжения с полным расчетом финансово-экономических показателей. В итоге, срок окупаемости объекта составил 7 лет 5 месяцев.

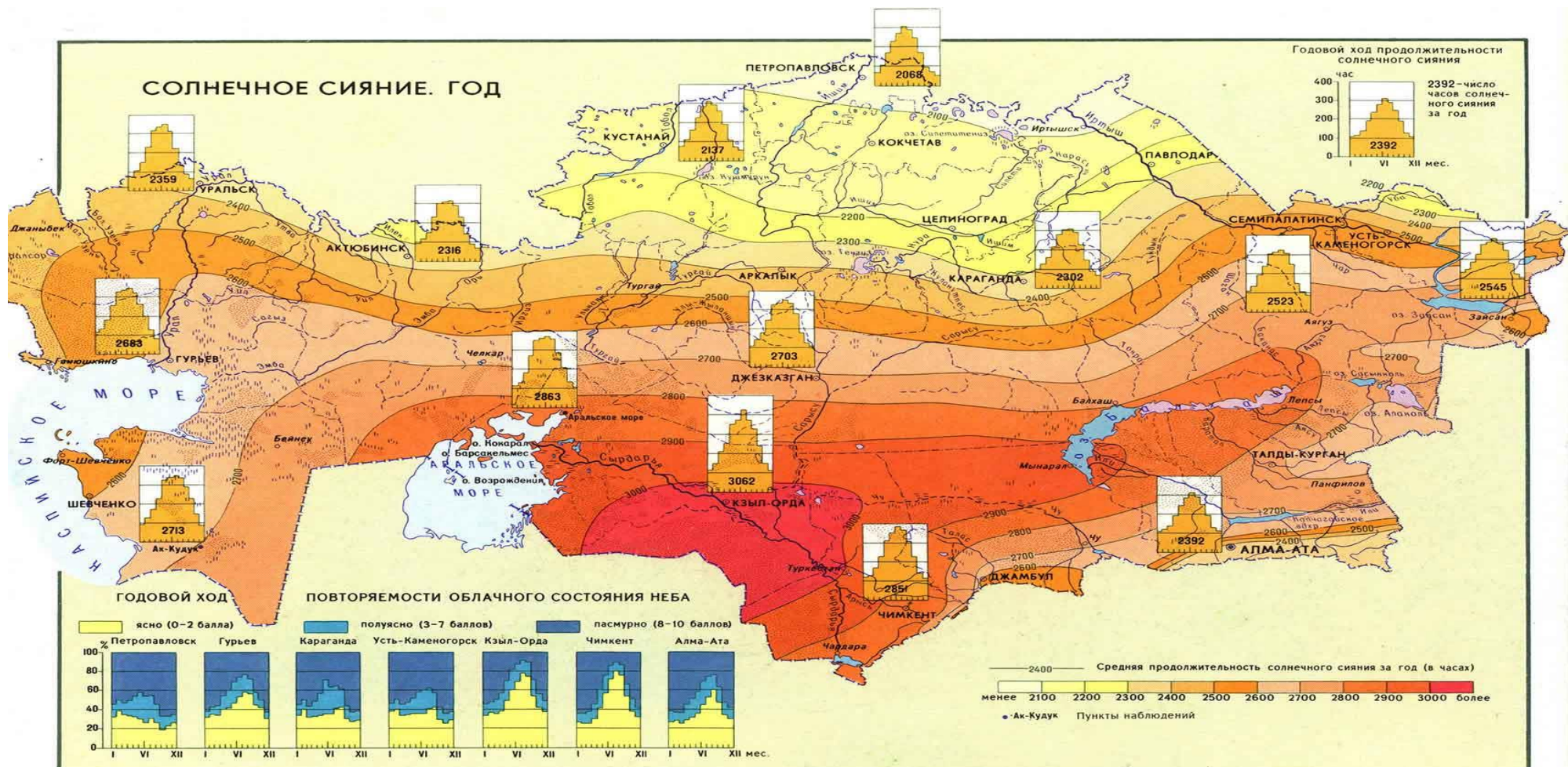
Казахстан обладает не только значительными ресурсами полезных ископаемых, но также и возобновляемыми источниками энергии. Приведенные непосредственный расчет, а также законодательные акты и постановления показали целесообразность использования альтернативных источников энергии.

Список литературы

1. Матвеев В., Возобновляемые источники энергии. Энергия солнца, биомассы, ветра, воды: Энергетические технологии и установки. Алматы: Бастау, 2009.- 104с.
2. «Национальная программа развития ветроэнергетики до 2015 года с перспективой развития до 2024 года» Проект правительства Казахстана и Программы развития ООН «Казахстан-инициатива развития рынка ветроэнергии». - Алматы-Астана 2007 г. <http://www.windenergy.kz>.
3. «Программа развития Кызылординской области на 2011-2015 годы». – Астана 2009 г.
4. Доклад на тему: «Перспективы использования ветроэнергетики в Казахстане» подготовленный в рамках проекта ПРООН/ГЭФ и правительства Казахстана «Казахстан-инициатива развития рынка ветроэнергии.» Руководитель проекта: Дорошин Г.А. Алматы, 2006 год. <http://www.windenergy.kz>.
5. Ветровой атлас Казахстана, подготовленный в рамках проекта ПРООН/ГЭФ и правительства Казахстана «Казахстан-инициатива развития рынка ветроэнергии». Михаил Раков технический специалист проекта. Астана, 17 февраля 2011 г. <http://www.windenergy.kz>.
6. Конспект лекций по дисциплине «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» Составитель: А.В.Болотов. Алматинский Институт энергетики и Связи. - Алматы 2007 г.
7. Поручение Президента РК Правительству РК от 18 мая 1998 г., № И-175.
8. Поручение Президента РК Правительству РК от 14 августа 1999г., № 02-7/25
9. Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 4 июня 2009 г., ряд подзаконных актов.
10. Виссарионов В.И., Дерюгина Г.В., Кузнецова В.А., Малинин Н.К., Солнечная энергетика: Учебное пособие для вузов. Под ред. В.И.Виссарионова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
12. Ф.Р.Жандаулетова Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к выполнению раздела "Защита от производственного шума". Алматы: АИЭС, 2009.- 34с
13. Интернет сайт ТОО «ЭкоЭнергоМаш» <http://www.wrtb.kz>
14. Интернет сайт ТОО «Astana Solar» <http://www.astanasolar.kz>
15. Интернет сайт <http://www.energoholding.ru>

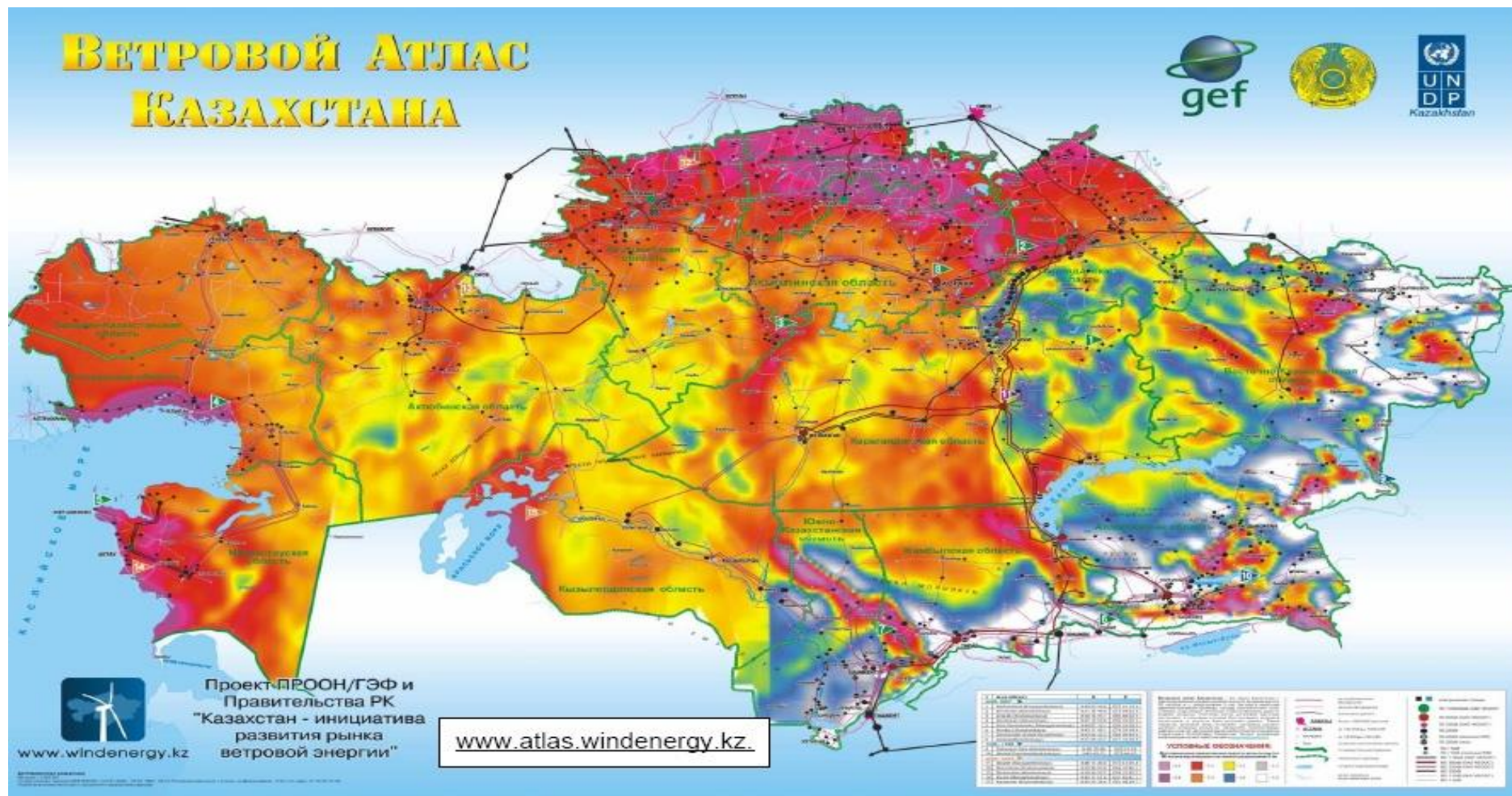
Приложение А

Карта солнечного сияния



Приложение Б

Карта ветропотенциала Казахстана



Приложение В Применение вычислительной техники

Microsoft Excel interface showing a spreadsheet with calculations and charts.

Formula Bar: $=((0,5*\$D\$85*\text{СТЕПЕНЬ}(C59;3))*\$D\$84)/1000$

Spreadsheet Data:

№	Скорость, м/с	Повторяемость, ч	Мощность, кВт		Энергия, кВт*ч		Кл. %	Повторений
			ВЗУ	Ветер	ВЗУ	Ветер		
1	3,00	378,17	0,11	$=((0,5*\$D\$85*\text{СТЕПЕНЬ}(C59;3))*\$D\$84)/1000$	41,60	99,90	41,64	2269
2	4,00	506,00	0,37	0,63	187,22	316,85	59,09	3036
3	5,00	924,83	0,68	1,22	628,89	1131,07	55,60	5549
4	6,00	1144,00	0,96	2,11	1098,24	2417,67	45,43	6864
5	7,00	1100,83	1,26	3,36	1387,05	3694,30	37,55	6605
6	8,00	1007,33	1,75	5,01	1762,83	5046,14	34,93	6044
7	9,00	828,17	2,19	7,13	1813,69	5906,93	30,70	4969
8	10,00	678,83	3,58	9,78	2430,22	6641,71	36,59	4073
9	11,00	474,17	4,46	13,02	2114,78	6174,84	34,25	2845
10	12,00	378,83	5,93	16,91	2246,48	6404,84	35,07	2273
11	13,00	301,83	7,39	21,50	2230,55	6488,04	34,38	1811
12	14,00	195,83	9,68	26,85	1895,67	5257,60	36,06	1175
13	15,00	170,17	12,15	33,02	2067,53	5619,07	36,79	1021
14	16,00	88,00	13,06	40,08	1149,28	3526,62	32,59	528
15	17,00	38,50	15,61	48,07	600,99	1850,65	32,47	231
16	18,00	23,33	18,53	57,06	432,37	1331,41	32,47	140
17	19,00	14,33	21,79	67,11	312,32	961,89	32,47	86
18	20,00	8,83	25,69	78,27	226,93	691,40	32,82	53
19	Итого	8262,00			22626,63	63560,92	35,84	

Summary Table:

Характеристика ВТРС-10 кВт			
№	Наименование	Величина	Размерность
1	Мощность ВЗУ	10	кВт
2	Количество модулей	4	
3	Площадь модуля	4	м2
4	Площадь ометаемая	16	м2
5	Плотность воздуха	1,223	кг/м3
6			

Charts:

- Top chart: Bar chart showing Power (кВт) vs Wind Speed (м/с). Y-axis: 0.00 to 90.00. X-axis: 3 to 12.
- Bottom chart: Bar chart showing Power (кВт) vs Wind Speed (м/с). Y-axis: 0.00 to 30.00. X-axis: 3 to 12.

Navigation: Расчетная часть | Солнце | Защитная аппаратура | Экономическая часть | Лист1