

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: Электроснабжение участка отгонного животноводства с использованием энергии ветра и солнца

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Әбдібаев Диас Әбділханұлы 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)
Л.Ш. Валиева « 26 » мае 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности: Санатова Т.С. к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Т.С. Санатова « 27 » мае 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники: Болотов А.В. д.т.н., профессор
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
А.В. Болотов « 28 » мае 2014 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Мустагулова Б.Ж., ассистент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Б.Ж. Мустагулова « 27 » мае 2014 г.
(подпись)

Рецензент: Трофимов А.С.,
генеральный директор ТОО «Институт «Казсельэнергопроект»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
А.С. Трофимов « 29 » мае 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 Электрооборудование промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Тодубаев Диас Тодуханович
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электрооборудование участка огонного
производства с использованием термических потерь

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

Объект расположен в Куржанском районе Карагандинской
области. На объекте расположено предприятие мощностью 100
т.кВт. На предприятии имеется электросеть 10кВ. На
предприятии расположено 3 вида систем
производства тепловой энергии в объеме 100 т.кВт.
в объеме 100 т.кВт.

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

1. Определение расхода тепловой энергии. 2. Энергетические
потери в возобновляемых источниках энергии.
3. Выбор оптимальной системы фотоэлектрической
системы. 4. Выбор оптимальной системы
теплого водоснабжения. 5. Экономический анализ
предложения модернизации.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Температурный режим системы 2. Структура графика нагрузки объекта 3. График в работе электродвигателя КЭС ВР7Б 4. Структурная схема электродвигателя

Рекомендуемая основная литература

1. Нефряжский И.И. Возобновляемые источники энергии. Конспект лекций для студентов всех форм обучения специальности 050718 - Электротехника. ИВ Болотов и Ко. Санкт-Петербург, АУЭС, 2007.

2. Нефряжский И.И. Возобновляемые источники электроэнергии. Учебное пособие. ИВ Болотов АУЭС. Санкт-Петербург, 2011.

3. Власов В.И., Дерюгина П.В., Кузнецова В.А. Математическая механика: Учебное пособие для вузов.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Валеева С.Ш.	08.04 - 23.05.14	Ш
БТНД	Саматова М.Р.	1.04 - 27.05.14	М
Руководство проекта	Болотов А.В.	01.10.2013	А

Аннотация

В данном дипломном проекте рассмотрен вариант электроснабжения участка отгонного животноводства с использованием возобновляемых источников энергии. Произведен расчет нагрузок, оценка потенциала возобновляемых источников энергии на исследуемой территории, выбор ветроэнергетической установки и осуществлен расчет выработки электроэнергии.

Выполнены разделы по экономической части, а также проведен анализ условий труда и расчет мероприятий по их улучшению.

Андатпа

Бұл дипломдық жобада мал шаруашылықтың жаңғыртылатын энергия көздерін қолданып электрожабдықтау нұсқасы қарастырылған. Электриялық жүктеменің есебі жүргізілген, зерттеп жатқан жерде жаңғыртылатын энергия көздерінің потенциалын бағалау, жел энергетикалық қондырғыларды таңдау және электр энергия өндірілуінің есебі жүзеге асырылған.

Экономикалық бөлімінде қарастырылған және де еңбектік шартың анализы жасалған және оларды жақсарту үшін шаралар есептелген.

Annotation

In this thesis project, the variant portion transhumance electricity using renewable energy sources. Calculation of load capacity assessment of renewable energy sources in the study area, the choice of a wind power plant and power generation calculation was done. Submitted sections on the economic part, as well as an analysis of the working conditions and payment activities for improvement.

Содержание

Введение	7
1 Расчет нагрузки объекта	10
1.1 Описание объекта электроснабжения	10
1.2 Описание потребителя	11
1.3 Расчет суточных графиков нагрузки	13
2 Энергетический потенциал возобновляемых источников энергии	20
2.1 Классификация возобновляемых источников энергии	20
2.2 Энергия солнца	22
2.3 Расчет потенциала солнечной энергии района	24
2.4 Энергия ветра	29
2.5 Расчет ветрового потенциала района	33
3 Вариант электроснабжения фотоэлектрическими модулями	36
3.1 Выбор фотоэлектрических модулей	36
3.2 Расчет количества фотоэлектрических модулей	38
3.3 Расчет выработки энергии фотоэлектрическими модулями	39
3.4 Выбор аккумуляторных батарей	42
3.5 Расчет количества аккумуляторных батарей	45
4 Комбинированная система электроснабжения ветер-солнце	47
4.1 Виды ветроэнергетических установок	47
4.2 Комплексная энергетическая система ВРТБ	50
4.3 Выработка энергии КЭС ВРТБ	56
4.4 Расчет количества аккумуляторных батарей	61
4.5 Выбор инвертора	63
4.6 Выбор защитной аппаратуры и кабелей	64
5 Экономическая часть	70
5.1 Цель разработки проекта	70
5.2 Определение капитальных вложений в строительство системы	70
5.3 Показатели финансовой эффективности	74
6 Безопасность жизнедеятельности	77
6.1 Оценка влияния ветроустановок на окружающую среду	77
6.2 Защита от шума	78
6.3 Разработка сети зануления низковольтного оборудования	82
6.4 Молниезащита объекта	84
Заключение	87
Список литературы	88
Приложение А	89
Приложение Б	90

Введение

В настоящее время все больше внимание уделяется проблеме перехода к устойчивому развитию сообщества нации, регионов, со своими географическими, национальными и историческими особенностями. Энергетика является одним из основных определяющих факторов данного развития. Ведь создание устойчивой системы энергоснабжения потребителей является необходимым условием экономического и индустриального роста общества.

На сегодняшний день, основная доля добычи энергии приходится на органическое топливо.

Но осознание факта не бесконечности этого ресурса, привело к принятию определенных мер, необходимых для значительных изменений в ресурсной основе энергетического сектора. Нерациональное пользование органических веществ ведет к преждевременному сокращению запасов, вредные выбросы в атмосферу при их использовании, все эти факторы ведут к необходимому поиску и эффективному использованию альтернативных источников энергии. Поскольку внедрение возобновляемых источников энергии в практику играет значительную роль в решении глобальных проблем экологии и дефицита энергии.

Потенциал возобновляемых источников энергии действительно велик. Самой главной особенностью является то, что данный потенциал можно использовать и применять практически во всех регионах мира, и Казахстан является не исключением.

Помимо того, что Казахстан обладает значительными запасами органического топлива, в нашей стране сосредоточен огромный потенциал возобновляемых источников энергии, а именно гидроэнергии, энергии ветра, солнца и биомассы. Запасы органических природных ресурсов в Республике Казахстан могут быть исчерпаны в течение ограниченного исторического периода. По прогнозам экспертов, при экстенсивной эксплуатации, нынешних запасов нефти страны хватит примерно на 70 лет, природного газа – на 85 лет. Горно-металлургическая промышленность находится на грани исчерпания разведанных эффективных месторождений, база геологических исследований не расширяется. Железной руды осталось немногим более чем на 80 лет, алюминия – на 90 лет, медь исчерпается уже через 20 лет. Свинцово-цинковая отрасль обеспечена на 25 лет, хромоворудная – на 50 с небольшим лет, по никелю залежи полностью освоены. Главным источником электроэнергии в Республике Казахстан является угольная энергетика. На сегодняшний день, 80% электрической энергии в стране вырабатывается благодаря угольной отрасли. Но данная отрасль оказывает наибольшее отрицательное воздействие на окружающую среду. В следствии в этом, Казахстан является самым крупным источником выбросов парниковых газов в Центральной Азии. Таким образом, возобновляемые ресурсы и альтернативные источники энергии – важнейший аспект развития казахстанской экономики и фактор обеспечения

энергетической безопасности страны на длительную перспективу. При этом Казахстан обладает значительными возможностями поэтапной переориентации экономики на использование возобновляемых ресурсов. По оценкам экспертов Министерства индустрии и новых технологий, потенциал возобновляемых источников энергии в десятки раз превосходить энергопотребление в стране. Согласно программе развития ветроэнергетики Республики Казахстан, в концепции перехода страны к устойчивому развитию на 2007-2024 годы предполагаемая доля альтернативных источников энергии будет составлять 5% в общем энергетическом балансе страны к 2024г.

Основные мотивы разработки возобновляемых ресурсов в Казахстане заключаются в следующем:

замещение импорта электроэнергии, особенно, в южных регионах, экологически чистыми и конкурентоспособными возобновляемыми энергетическими ресурсами;

- расширение доступа к электроэнергии для населения отдаленных населенных пунктов и кочевий;
- защита экосистемы страны путем уменьшения зависимости энергосистемы от выработки электроэнергии на основе угля (составляющей в настоящее время около 85 процентов), которая оказывает серьезное воздействие на окружающую среду;
- снижение потерь на линиях электропередач и усовершенствование стабильности и надежности через монтаж распределительных и терминальных станций, генерирующих электроэнергию с использованием возобновляемых энергетических ресурсов;
- снижение выбросов CO₂ при энергетической деятельности путем распространения установок ВИЭ.

Одной из главных социальных задач энергетики Республики Казахстан является надежное обеспечение электроэнергией потребителей, расположенных в районах децентрализованного электроснабжения. Для подобных потребителей, использование возобновляемых источников энергии является наиболее перспективным направлением.

В сельском хозяйстве существует значительное число населенных пунктов, с маломощными объектами-потребителями электроэнергии, электрификация которых от крупных энергетических систем экономически нецелесообразно из-за их удаленности от централизованных источников энергии и незначительного энергопотребления. Средняя мощность потребления электрической энергии таких объектов не превышает десятки киловатт, а рассредоточенность на значительных сельскохозяйственных территориях Республики Казахстан составляет десятки, а то и сотни километров.

Опираясь на данные Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан, более 200 населенных пунктов находятся без электроснабжения. В Казахстане насчитывается сотни тысяч крестьянских хозяйств и многие из них лишены электроснабжения. Из-за отсутствия электроэнергии, во многих

регионах так же актуален вопрос водоснабжения сельских потребителей и создания водопоев для скота. Отсутствие электрической энергии значительно замедляет социально-экономическое развитие в сельской местности.

В связи с вышеизложенными фактами вытекает особая актуальность данной дипломной работы, которая рассматривает электроснабжение участка отгонного животноводства при помощи энергии ветра и Солнца.

Объектом исследования дипломного проекта является чабанское хозяйство на отгоне, которое расположено в Нуринском районе, Карагандинской области.

Целью разработки данного дипломного проекта является разработка схемы электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие поставленные задачи:

- исследование объекта, расчет нагрузки и построение суточных графиков нагрузок потребителя;
- анализ потенциала солнечной и ветровой энергии на исследуемой территории;
- выбор оборудования электроснабжения;
- разработка мероприятий по охране труда;
- расчет технико-экономических показателей объекта

1 Расчет нагрузки объекта

1.1 Описание объекта электроснабжения

Исследуемое в данной дипломной работе объект находится в Нуринском районе Карагандинской области.

Нуринский район был образован в 1928 году. Районным центром находится в поселке Киевка. Территория района составляет 46,3 тыс. кв. км. Численность населения - 31,8 тыс. чел. Основная часть населения района проживают в сельских округах, и деятельность людей в основном связана с производством сельскохозяйственной продукции и оказанием услуг в этом направлении. Нуринский район является одним из крупных производителей продукции сельского хозяйства Карагандинской области. Район значительно лидировал в производстве зерна. Но исторически сложилось так, что животноводство тут потеряло позиции, которые когда-то были очень крепки. Естественное преимущество этого региона, выражено в огромных пастбищных угодьях. Следует отметить, что в Нуринском районе имеется более 60 тысяч гектаров естественных сенокосов, 3706 тысяч гектаров пастбищ, из которых 200 тысяч гектаров - пастбища коренного улучшения. Район обладает огромным потенциалом кормовой базы, который составляет 130 тысяч тонн сена в год.

Однако в годы разрухи все естественные преимущества были сведены на нет отсутствием водопоя для скота. В связи с этим районными властями совместно с Министерством сельского хозяйства Республики Казахстан была начата работа по обводнению пастбищных угодий. Основной задачей является возродить отгонное животноводство, которое, благодаря своей низкочувствительности, позволяет снизить себестоимость мяса.

В настоящее время в более двадцати неиспользуемых скважинах произведена откачка и отбор воды на химический анализ. Установлено, что многие из скважин пригодны к эксплуатации. Кроме того, в течение 2012 года пробурено более десяти новых скважин в различных сельских округах района, что позволит организовать водопой животных на отгонах.

Исследуемое в данной дипломной работе чабанское хозяйство на отгоне находится в Нуринском районе Карагандинской области, в районе поселка Изенды.

Пастбищные угодья расположены в сорока километрах от административного центра, поселка Киевка, юго-западнее города Астаны. В общем составе находятся несколько угодий различной площади: 1256 Га, 5024 Га, 1304 Га, 6080 Га, 2041 Га. В качестве объекта электроснабжения было выбрано хозяйство площадью 1304 Га.

1.2 Описание потребителя

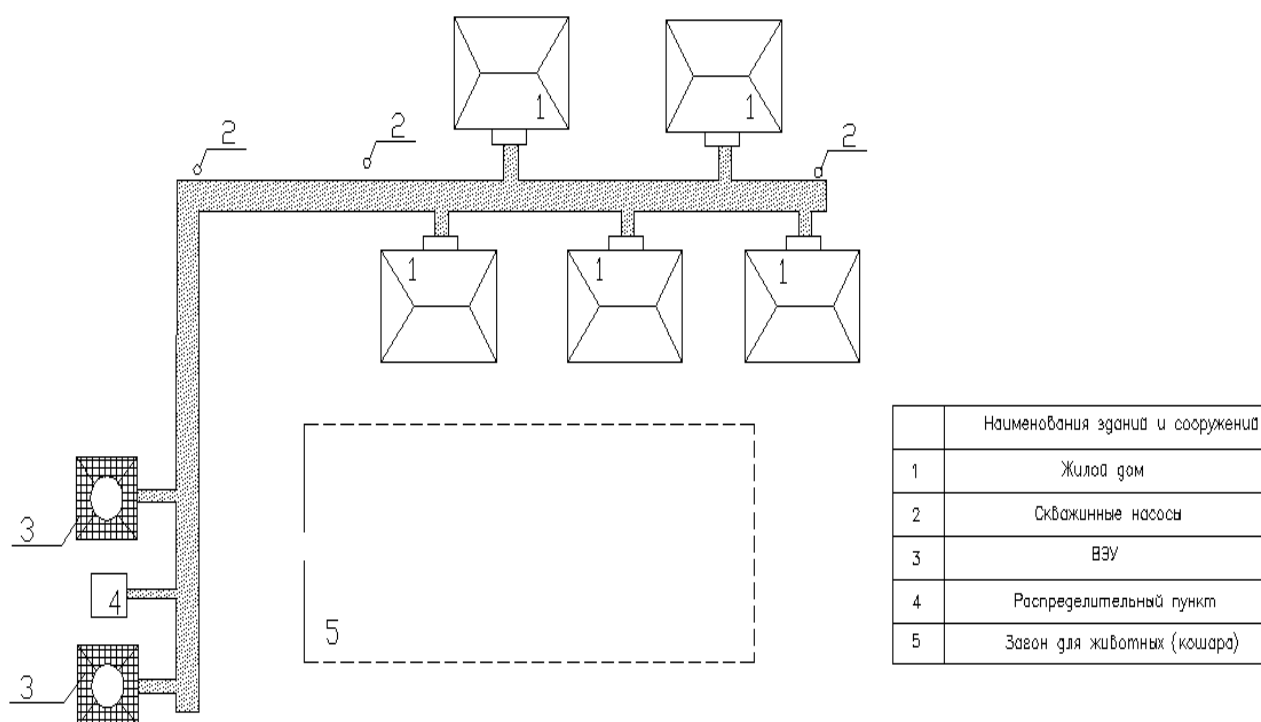


Рисунок 1.1 – Схема размещения потребителей

На данном чабанском хозяйстве производится выпас скота общей численностью 1200 голов, из которых 400 голов лошадей и 800 голов овец. В среднем, для выпаса одной отары овец в тысячу голов необходимо 3 чабана и 2 помощника. Учитывая коэффициент семейности для данной области, который равен трем, соответственно на данном участке будет проживать пять семей, общей численностью в 15 человек. Таким образом, необходимо обеспечить электроэнергией пять домов с бытовой нагрузкой. В каждом доме имеется минимальное, необходимое для проживания, количество электроприемников бытовой нагрузки.

Как указывалось ранее, на данном пастбищном хозяйстве существуют функционирующие водяные скважины. Для обеспечения водопоя скота, а также обеспечения водоснабжения проживающих работников необходимо использовать скважинные насосы. Скважинные насосы предназначены для подъема воды с больших глубин. Диаметр существующих скважин на участке составляет 120 мм, а глубина скважин составляет 18 метров. Для полного обеспечения водоснабжения, а также организации водопоя всего скота, имеющегося в хозяйстве, необходим расход воды в размере 4 л/с.

Исходя из имеющихся данных, произведем выбор скважинного насоса. На сегодняшний день, на рынке хорошо зарекомендовали себя насосы компании Grundfos. Рассмотрим основные технические характеристики насоса, а именно график зависимости подачи жидкости насоса от напора, и указанием соответствующей данным характеристиками модели насоса.

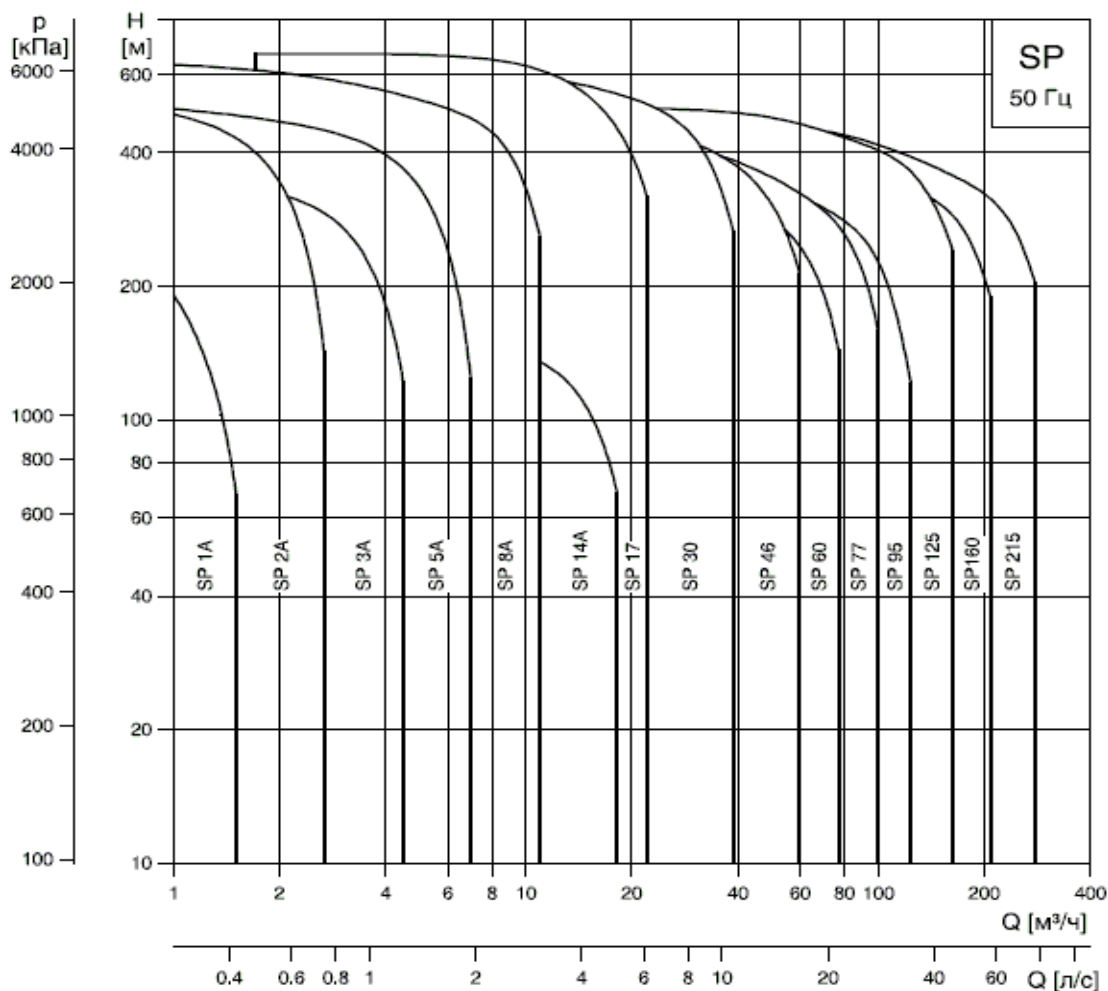


Рисунок 1.2 – Технические характеристики скважинных насосов

На рисунке 1.2 изображены технические характеристики скважинных насосов. В зависимости от подачи воды указаны различные модели погружных насосов. Из графических характеристик видно, что при необходимой подаче жидкости в размере 4 л/с, наиболее отвечающий требованиям является насос модели SP 14A-10. Данные насоса предназначены для перекачивания питьевой, технической. Основные технические характеристики насоса указаны в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Технические характеристики насоса SP 14A-10

Подача	до 5 л/с
Напор	до 100 м
Температура жидкости	до +40°С
Максимальное прохождение твердых частиц во взвешенном состоянии	150 г/м ³
Число запусков	макс. до 20/час
Максимальная глубина погружения насоса	150 м
Диаметр насоса	110 мм

Данный насос оснащен двигателем MS402. Для расчета нагрузки потребляемой скважинным насосом, необходимо знать мощность электрического двигателя. Основные технические характеристики электродвигателя представлены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Характеристики электродвигателя

Мощность	3 кВт
Напряжение	380 В
Частота	50 Гц
Класс защиты	IP58
Класс изоляции	В до мощности 5,5 кВт
Частота включения	до 20 р/час
Колебания напряжения	+6/-10% от номинального напряжения электродвигателя

Таким образом, выбранный скважинный насос отвечает все требуемым параметрам.

1.3 Расчет суточных графиков нагрузки

В советский период проблема электрификации удаленных потребителей практически отсутствовала, так как программа электрификации предусматривала обеспечение электроэнергией практически всех потребителей, в том числе и чабанских точек, состоящих из нескольких домов. Но в период становления независимости, развитие экономического кризиса послужило веерному отключению электроэнергии, в связи с этим большинство линий электропередач были разграблены. В связи с этим множество поселков, и чабанских точек остались без электроснабжения.

Потребители малой мощности исследуемого объекта состоят из частных домов с бытовой нагрузкой. В нашем случае это пять домов и еще три насосных агрегата. Учитывая дефицит электроэнергии, перечень бытовых электроприемников выбран по минимуму.

Такие потребители как холодильник, электрочайник и утюг работают в повторно-кратковременном режиме. Поэтому среднее значение мощности в течение часа работы отличается от номинальной мощности электроприемника. В таких случаях для определения средней мощности используют коэффициент использования $K_{ис}$. [1] Для таких электроприемников можно принять следующие значения коэффициента использования: холодильник, электрочайник -0,25; утюг - 0,5.

Полная мощность, потребляемая ими, рассчитывается по выражению:

$$S_p = P_H \cdot K_u / \cos \varphi, \quad (1.1)$$

где P_p - полная мощность электроприемника;

$K_{ис}$ - коэффициент использования.

Суммарная полная мощность однотипных электроприемников:

$$\sum S_p = S_p \cdot n, \quad (1.2)$$

где n - количество электроприемников.

Энергия, потребляемая электроприемниками рассчитывается по выражению:

$$W_i = \sum S_i \cdot t_{раб}, \quad (1.3)$$

где S_i - полная мощность электроприемника;

$t_{раб}$ - время работы электроприемника.

Произведем расчет для скважинного насоса.

Согласно таблице 1.2 номинальная мощность скважинного насоса составляет $P_H = 3$ кВт, тогда полная мощность:

$$S_p = P_H \cdot K_u / \cos \varphi = 3 \cdot 0,9 / 0,8 = 3,375 \text{ кВА}.$$

Тогда суммарная полная мощность всех скважинных насосов будет равна:

$$\sum S_p = S_p \cdot n = 3,375 \cdot 3 = 10,125 \text{ кВА}.$$

Для определения энергии потребляемой насосом в течении суток, необходимо определить количество часов его работы в день. С учетом объемов потребляемой воды на объекте, количество часов работы скважинного насоса в зимние сутки составляет 4 часа, а в летние 5 часов.

Энергия, потребляемая скважинным насосом в зимние сутки будет составлять:

$$W_i = S_i \cdot t_{раб} = 10,1 \cdot 4 = 40,4 \text{ кВт ч}.$$

Аналогичным образом, произведен расчет для остального электрооборудования. Перечень электрооборудования в каждом доме, а также технологическое оборудование, а именно скважинные насосы учтены в таблице 1.3. В таблице приведен перечень электроприёмников с указанием их количества, номинальной мощности, коэффициента мощности, расчетной мощности с учетом коэффициента использования, а также потребляемой ими электроэнергии в сутки. Изменение расхода электроэнергии с уменьшением светового дня учитывается в увеличении длительности часов работы электроприемников.

Так как рассматриваемое хозяйство небольшое, количество жителей очень малое, то в целом суточные графики нагрузки из года в год повторяются с большой вероятностью в 90% и в течении месяца получается устоявшийся график нагрузок. В связи с этим, для дальнейшего анализа нагрузки, мы примем суточные нагрузки летнего и зимнего периодов. Количество потребляемой электроэнергии за зимний и летний день так же приведены в таблице 1.3. Для выбора системы электроснабжения, необходимой мощности, важно знать почасовой суточный график потребления в течение дня. Для составления данного графика, необходимо учитывать распорядок дня жителей.

В таблицах 1.4 и 1.5 приводятся информация о летнем и зимнем суточном графиках нагрузок.

Таблица 1.3 - Состав нагрузки общий

№	Наименование	Кол-во	Установленная мощность		Кол-во часов работы в день		cos φ	K _и	S _p кВА	Энергопотребление в сутки, кВт·ч	
			Одного ЭП, кВт	Сумм., кВт	Зима	Лето				Зима	Лето
1	Скважинный насос	3	3	9	4	5	0,8	0,9	10,1	40,5	50,62
2	Лампа	20	0,05	1	8	5	1	0,9	0,9	7,2	4,5
3	Общее освещение	5	0,1	0,5	15	10	1	1	0,5	7,5	5
4	Телевизор	5	0,2	1	5	5	0,9	1	1,11	5,56	5,56
5	Холодильник	5	0,5	2,5	24	24	0,7	0,2	0,89	21,4	21,43
6	Электрочайник	5	2	10	0,5	0,5	1	0,2	2,5	1,25	1,25
7	Утюг	5	1	5	0,5	0,5	1	0,5	2,5	1,25	1,25
8	Водо-нагреватель	5	2	10	2	1	1	0,5	5	10	5
9	Электрическая плита	5	1,5	7,5	4	3	1	0,7	5,25	21	15,75
	Итого	58	10,35	46,5					28,8	115,6	110,3

Таблица 1.4 - Зимний суточный график потребления электроэнергии

№ ЭП Часы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Итого Σ кВт
0-1	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
1-2	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
2-3	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
3-4	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
4-5	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
5-6	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
6-7	0	0,9	0,5	0	0,89	0	0	5	0	7,29
7-8	0	0,9	0,5	0	0,89	0	0	0	0	2,29
8-9	0	0,9	0	0	0,89	0	0	0	5,25	7,04
9-10	0	0	0	0	0,89	0	0	0	5,25	6,14
10-11	10,1	0	0	0	0,89	0	0	0	0	10,99
11-12	10,1	0	0	0	0,89	0	0	0	0	10,99
12-13	10,1	0	0	1,1	0,89	1,25	1,25	0	0	14,59
13-14	10,1	0	0	1,1	0,89	0	0	0	0	12,09
14-15	0	0	0	0	0,89	0	0	5	0	5,89
15-16	0	0	0	0	0,89	0	0	0	5,25	6,14
16-17	0	0	0	0	0,89	0	0	0	5,25	6,14
17-18	0	0,9	0,5	0	0,89	0	0	0	0	2,29
18-19	0	0,9	0,5	0	0,89	0	0	0	0	2,29
19-20	0	0,9	0,5	1,1	0,89	0	0	0	0	3,39
20-21	0	0,9	0,5	1,1	0,89	0	0	0	0	3,39
21-22	0	0,9	0,5	1,1	0,89	0	0	0	0	3,39
22-23	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
23-24	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39

Таблица 1.5 - Летний суточный график потребления электроэнергии

№ ЭП Часы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Итого Σ кВт
0-1	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
1-2	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
2-3	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
3-4	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39

Продолжение таблицы 1.5

4-5	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
5-6	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39
6-7	0	0	0	0	0,89	0	0	0	0	0,89
7-8	10,1	0	0	0	0,89	0	0	0	0	10,99
8-9	0	0	0	0	0,89	0	1,25	0	5,25	7,39
9-10	0	0	0	0	0,89	0	0	0	5,25	6,14
10-11	10,1	0	0	0	0,89	0	0	0	0	10,99
11-12	10,1	0	0	0	0,89	0	0	0	0	10,99
12-13	0	0	0	1,1	0,89	1,25	0	0	0	3,24
13-14	10,1	0	0	1,1	0,89	0	0	0	0	12,09
14-15	0	0	0	0	0,89	0	0	5	0	5,89
15-16	0	0	0	0	0,89	0	0	0	5,25	6,14
16-17	0	0	0	0	0,89	0	0	0	0	0,89
17-18	10,1	0	0	0	0,89	0	0	0	0	10,99
18-19	0	0,9	0	0	0,89	0	0	0	0	1,79
19-20	0	0,9	0	1,1	0,89	0	0	0	0	2,89
20-21	0	0,9	0,5	1,1	0,89	0	0	0	0	3,39
21-22	0	0,9	0,5	1,1	0,89	0	0	0	0	3,39
22-23	0	0,9	0,5	0	0,89	0	0	0	0	2,29
23-24	0	0	0,5	0	0,89	0	0	0	0	1,39

Анализируя данные приведенные в таблицах 1.4 и 1.5 видно, что максимум нагрузки приходится на период с 12 до 13 часов в зимний период и составляет 14,59 кВт, и с 13 до 14 часов в летний период и составляет 12,09кВт.

Таким образом, суммарная в зимний период составила 115,6 кВт, а в летний период 110,3 кВт. Данное снижение нагрузки обусловлено сокращением часов работы некоторых электроприемников.

По полученным данным таблиц 1.4 и 1.5, построим суточные графики нагрузки для зимнего и летнего периодов. Суточные графики нагрузки для зимнего и летнего периодов приведены на рисунках 1.3 и 1.4 соответственно.

Из полученных графических данных видны выраженные пики в 12-ом, 13-ом и 14-ом часах. Специфичный график с пиковыми нагрузками в несколько раз превышающие среднее значение нагрузки определяет требования к системе электроснабжения. Система должна обеспечить максимальную мощность и основную часть времени работать при нагрузке меньшей пиковой. Такой режим можно обеспечить при наличии накопителя энергии и установленной мощностью системы близкой к среднему значению нагрузки.

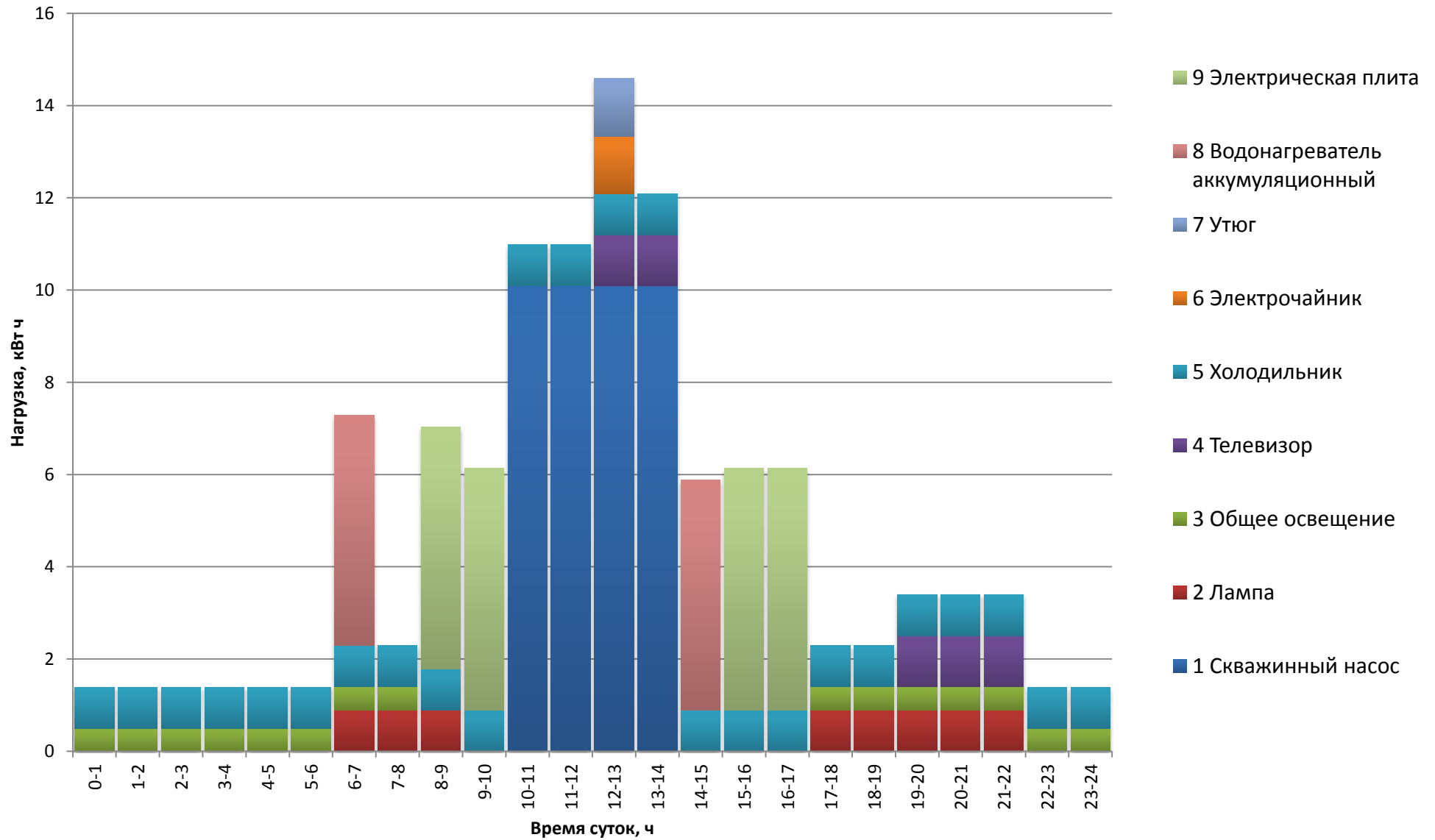


Рисунок 1.3 – Зимний суточный график нагрузки

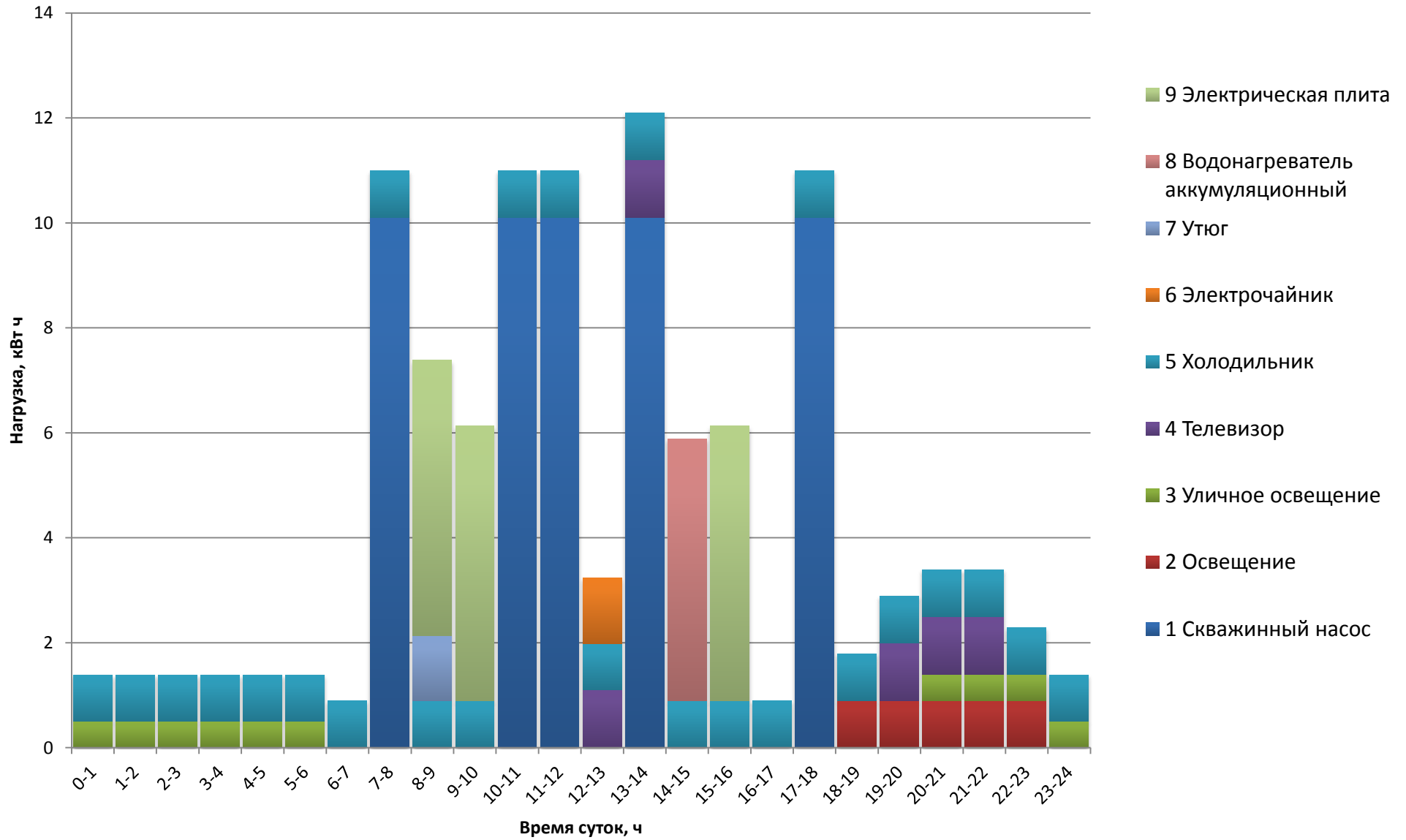


Рисунок 1.4 – Летний суточный график нагрузки

2 Энергетический потенциал возобновляемых источников энергии

2.1 Классификация возобновляемых источников энергии

Под возобновляемыми источниками энергии понимают энергоресурсы непрерывно существующих природных процессов, а также энергоресурсы продуктов жизнедеятельности биоценозов растительного и животного происхождения. Основным, характерным признаком возобновляемых источников энергии является их неисчерпаемость, либо способность восстанавливать свой потенциал за короткое время – в пределах срока жизни одного поколения людей.

Чаще всего к возобновляемым источникам энергии относят энергию солнечного излучения, ветра, потоков воды и биомассы.

Классифицирую ВИЭ по видам энергии, можно выделить следующие:

1. Механическая энергия (энергия ветра и потоков воды);
2. Тепловая и лучистая энергия (энергия солнечного излучения и тепла Земли);
3. Химическая энергия (энергия, заключенная в биомассе).

Если использовать понятие качества энергии – коэффициент полезного действия, определяющий долю энергии источника, которая может быть превращена в механическую работу, то ВИЭ можно классифицировать следующим образом:

1. Возобновляемые источники механической энергии характеризуются высоким качеством и используются в основном для производства электроэнергии. Так, качество гидроэнергии характеризуется значением $0,6...0,7$; ветровой – $0,3...0,4$.

2. Качество тепловых и лучистых ВИЭ не превышает $0,3...0,35$. Еще ниже показатель качества солнечного излучения, используемого для фотоэлектрического преобразования, – $0,15...0,3$.

3. Качество энергии биотоплива также относительно низкое и, как правило, не превышает $0,3[2]$.

Энергетический потенциал ВИЭ может оцениваться различными значениями в зависимости от степени учета технико-экономических аспектов применения возобновляемой энергетики. С этих позиций принято выделять валовый, технический и экономический потенциалы возобновляемых источников энергии.

Под валовым потенциалом понимается количество энергии, заключенное в данном виде энергоресурса, при условии полного полезного использования этой энергии.

Технический потенциал – это часть валового потенциала, преобразование которого в полезную энергию целесообразно при соответствующем уровне развития технических средств[2].

Экономический потенциал ВИЭ – часть технического потенциала, который экономически целесообразно преобразовывать в полезную энергию при конкретных экономических условиях[2].

Целесообразность и масштабы использования возобновляемых источников энергии определяются в первую очередь их экономической эффективностью и конкурентоспособностью с традиционными энергетическими технологиями. Основными преимуществами ВИЭ по сравнению с энергоисточниками на органическом топливе являются практическая неисчерпаемость ресурсов, повсеместное распространение многих из них, отсутствие топливных затрат и выбросов вредных веществ в окружающую среду. Однако они, как правило, более капиталоемки, и их доля в общем энергопроизводстве пока невелика (за исключением гидроэлектростанций). Согласно большинству прогнозов, эта доля останется умеренной и в ближайшие годы. Вместе с тем во многих странах мира возрастает интерес к разработке и внедрению нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Это объясняется несколькими причинами.

1. В настоящее время, ВИЭ являются наиболее эффективными в малых автономных энергосистемах, так как они экологически чистые и наиболее экономичны (по сравнению с энергоисточниками, которые используют довольно дорогое привозное органическое топливо)[2].

2. Применение даже более дорогостоящих, по сравнению с традиционными энергоисточниками, возобновляемых источников энергии может оказаться целесообразным не только по неэкономическим (экологическим или социальным) критериям. А именно, применение ВИЭ в малых автономных энергосистемах или у отдельных, децентрализованных потребителей может значительно улучшить качество жизни населения.

3. В перспективе роль ВИЭ будет существенно увеличиваться и в глобальном масштабе. В ряде стран и международных организаций проводятся исследования долгосрочных перспектив развития энергетики мира и его регионов. Интерес к этой проблеме обусловлен определяющей ролью энергетики в обеспечении экономического роста, ее существенным и все возрастающим негативным воздействием на окружающую среду, а также ограниченностью запасов топливно-энергетических ресурсов. В связи с этим, в будущем неизбежна кардинальная перестройка структуры энергетики с переходом к использованию экологически чистых и возобновляемых источников энергии. Мировым сообществом признана необходимость перехода к устойчивому развитию, предполагающему поиск стратегии, обеспечивающей, с одной стороны – экономический рост и повышение уровня жизни людей, особенно в развивающихся странах, с другой – снижение негативного влияния деятельности человека на окружающую среду до безопасного предела, позволяющего избежать в долгосрочной перспективе катастрофических последствий. В переходе к устойчивому развитию важная

роль будет принадлежать новым энергетическим технологиям и источникам энергии, в том числе ВИЭ.

Рассматривая выбранную нами площадку, учитывая географические особенности местности можно сделать вывод, что отсутствие гидроэнергетических ресурсов (рек) и то, что использование биоэнергоресурсов не предусмотрено, наиболее целесообразным и правильным решением будет использованием энергетического потенциала солнечной и ветровой энергии.

2.2 Энергия солнца

Солнечная энергия присутствует в любой точке поверхности Земли и количество энергии, посылаемое Солнцем, поистине огромно. Потенциальные возможности прихода солнечной радиации определяются географической широтой места. Климатические характеристики района, косвенно характеризующиеся продолжительностью солнечного сияния, вносят существенные коррективы в возможность эффективного использования энергии солнца.

Основным источником солнечной энергии является Солнце - ближайшая к Земле звезда, раскалённый плазменный шар радиусом 696 тыс.км. Температура поверхности Солнца – около 6000°C , внутри Солнца – около 40000000°C . Масса Солнца примерно в триста тысяч раз превышает массу Земли. Солнце излучает в каждый момент времени в космосе около $4 \cdot 10^{23}$ кВт, на всю поверхность Земли приходится около $(0,85-1,2) \cdot 10^{14}$ кВт, что составляет $(7,5-10) \cdot 10^{17}$ кВт ч/год.

Солнечный спектр разделяют на три основные группы:

- 1) ультрафиолетовое излучение (длины волн до 0,4 мкм) – 9 % интенсивности;
- 2) видимое излучение (длины волн от 0,4 мкм до 0,7 мкм) – 45 % интенсивности;
- 3) инфракрасное (тепловое) излучение (длины волн более 0,7 мкм) – 46 % интенсивности[3].

Для количественной оценки солнечного излучения используется величина, называемая интенсивностью. Под интенсивностью понимают мощность лучистой энергии, приходящей за пределами земной атмосферы в секунду на квадратный метр площадки, перпендикулярной солнечным лучам.

При прохождении солнечного излучения через земную атмосферу одновременно происходят три процесса (рисунок 2.1). Отражение солнечного излучения обратно в космос (около 34%), которое не зависит от длины волны солнечного излучения. Большая часть солнечного излучения отражается облаками и самой атмосферой Земли. Поглощение солнечного излучения атмосферой (около 19%), когда энергия переходит в тепло (инфракрасное излучение), излучаемое обратно в космос. Пропускание солнечного излучения

на поверхность Земли около 47% из них около 20% его отражается от поверхности земли и в виде инфракрасного излучения уходит обратно в космос и только 27% всего солнечного излучения, поступающего на землю из космоса, преобразуется в энергию, которая идет на испарение и нагрев воды, нагрев атмосферы, образование ветров, волн, течений и т.д. В целом, когда в процессе прихода и ухода преобразованного солнечного излучения на Земле существует баланс, и климат на Земле не изменяется. В случае нарушения данного баланса происходит изменение климата на Земле [4,15].

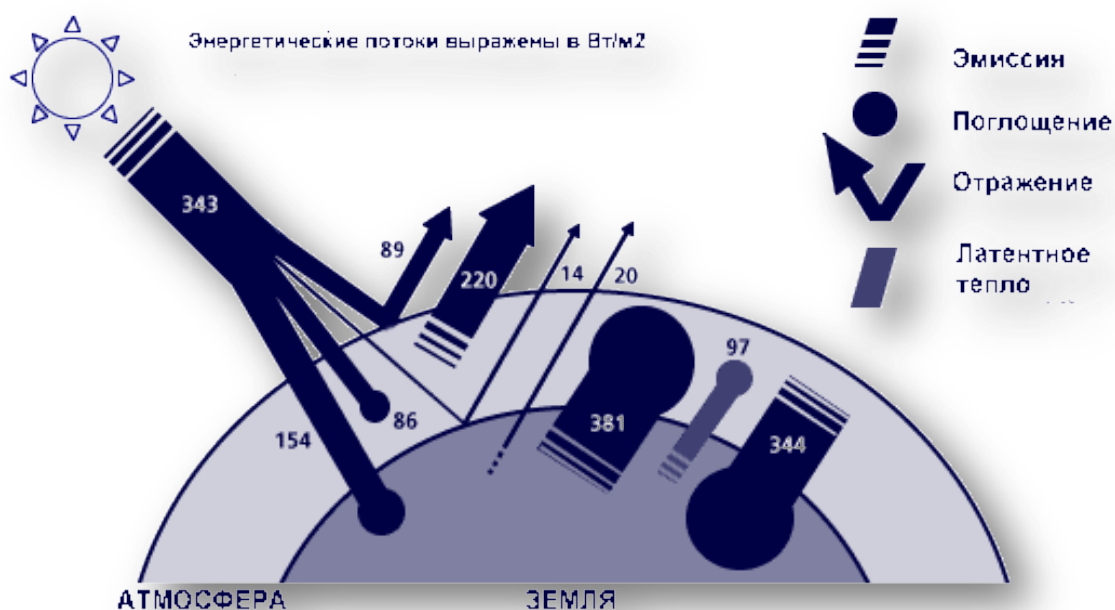


Рисунок 2.1 - Распределение энергии Солнца

Республика Казахстан, как крупнейшая центрально-азиатская республика, имеет огромный потенциал солнечной энергетики. Географическое расположение Республики наиболее благоприятное для использования потенциала солнечной энергии. Согласно карте солнечной активности Республики Казахстан (рисунок 2.2) продолжительность солнечного сияния в Республике составляет свыше 2000 часов ежегодно. Казахстан обладает годовым потенциалом излучения солнечной энергии в 1300-1800 МВт/м². Средняя мощность излучения в сутки на территории Республики составляет 500-700 Вт/м². А потенциальный уровень потока энергии на всей территории Казахстана составляет один триллион кВт/ч. Суммарный годовой потенциал солнечной энергии на территорию Казахстана оценивается порядка 340 миллиардов тонн условного топлива[4,12].

Страна обладает практически всеми условиями для развития солнечной энергетика в качестве основного вида альтернативной энергетики. Помимо огромного потенциала солнечной энергии, страна обладает крупными месторождениями и источниками, необходимыми для производства фотоэлементов - германия, галлия, кремния, кадмия.

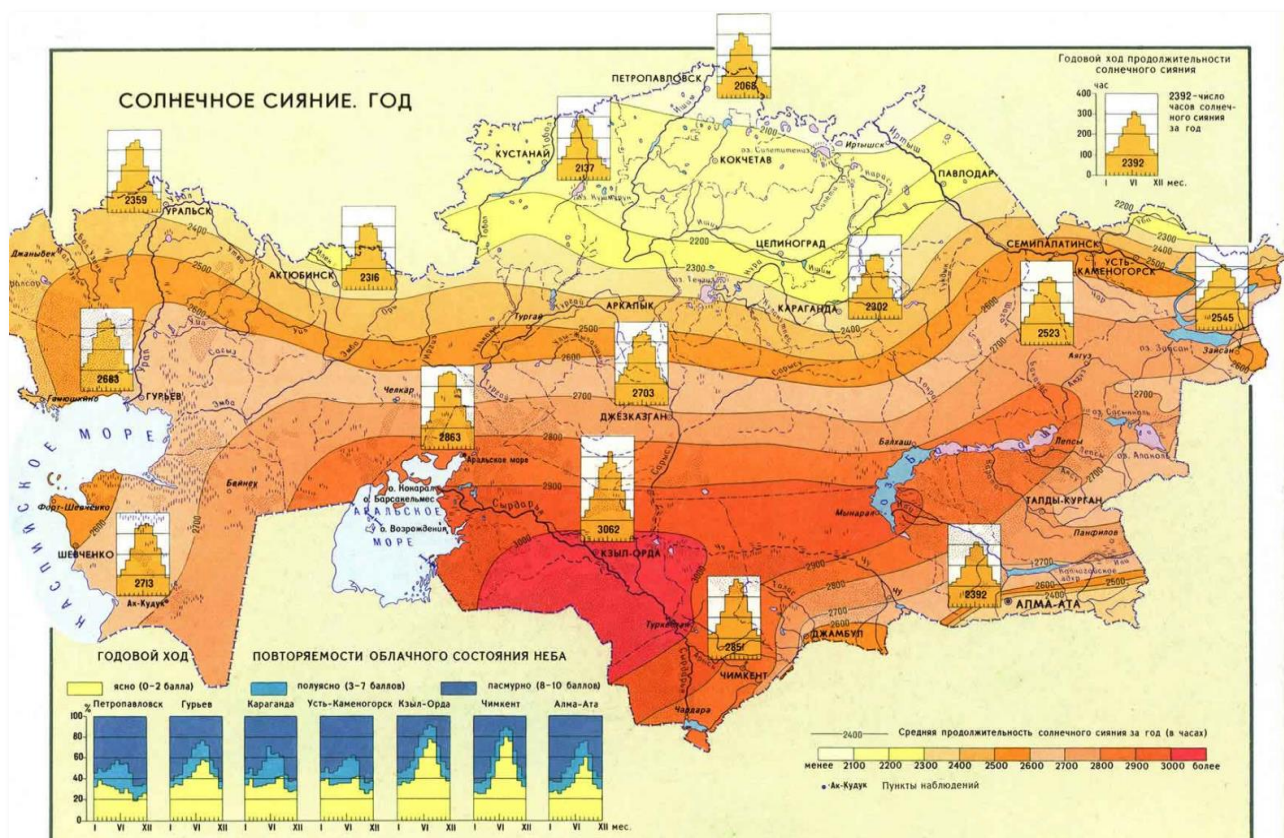


Рисунок 2.2 - Карта солнечной активности Казахстана

Существует большая потребность в использовании солнечной энергии для энергоснабжения целого ряда городов, населенных пунктов, а также отдаленных аулов, лежащих в пустынной зоне и рассматриваемый нами объект не является исключением.

Основным направлением использования солнечной энергии является получение электричества с помощью фотоэлектрических преобразователей. Фотоэлектрические панели могут найти применение для получения электричества в небольших количествах для нужд освещения, телерадиовещания на небольших сельских фермах и чабанских кочевьях, не имеющих доступа к линиям электропередач. По оценкам, приведенным в исследовании E8MAP, применение небольших солнечных фотоэлектрических панелей с батареями для нужд освещения может оказаться даже более экономичным, чем керосиновая лампа.

Также, актуальным является применения фотоэлектрических панелей для обеспечения привода небольших электронасосов для подъема воды из колодцев.

2.3 Расчет потенциала солнечной энергии района

Произведем оценку солнечного потенциала местности, где располагается исследуемый объект [5].

Исходными данными для расчета являются географические координаты места нахождения нашего объекта, а также значение максимальной солнечной радиации. Как указывалось ранее, объект находится в районе поселка Изенды.

Исходные данные:

Географические координаты объекта: 49°54' северной широты;
70°56' - восточной долготы;

Значение максимальной солнечной радиации Rh_{\max} - 700 Вт/м².

Произведем расчет длительности дня:

По формуле Купера, определим склонение Солнца δ в заданные сутки n :

$$\delta = \delta_0 \cdot \sin(360 \cdot (284+n)/365), \quad (2.1)$$

где $\delta_0 = 23^\circ 27' = 23,45^\circ$ для северного полушария;

n - номер суток с начала года.

Для расчета принимаем средний день в январе, т.е. номер суток с начала года будет равен 15.

$$\begin{aligned} \delta &= 23,45 \cdot \sin(360 \cdot (284+15)/365) = 23,45 \cdot \sin 294,9 = \\ &= 23,45 \cdot (-0,907) = -21,27^\circ. \end{aligned}$$

Далее необходимо определить продолжительность солнечного для исследуемого объекта.

Произведем расчет продолжительности солнечного дня в заданные сутки T_c по формуле:

$$T_c = 2/15 \cdot (\arccos[-\operatorname{tg}\varphi_0 \cdot \operatorname{tg}\delta]), \quad (2.2)$$

где φ_0 - координаты северной широты объекта;

δ – склонение солнца.

$$\begin{aligned} T_c &= 2/15 \cdot \arccos[-\operatorname{tg}49^\circ \cdot \operatorname{tg}(-21,27^\circ)] = 2/15 \cdot \arccos[(-1,15 \cdot (-0,39))]= \\ &= 2/15 \cdot 63,35 = 8,45 \text{ ч.} \end{aligned}$$

Следующим этапом будет расчет изменения мощности потока солнечной радиации. Расчет производим по следующим формулам:

$$Rh = Rh_{\max} \cdot \sin(180 \cdot t / T_c), \quad (2.3)$$

где Rh_{\max} – максимальная солнечная радиация для данной территории;

t – порядковый номер часа солнечной активности;

T_c – продолжительность солнечного дня.

Опираясь на справочные данные, нам известно, что максимальная солнечная радиация Нуринского района составляет $Rh_{\max} = 700 \text{ Вт/м}^2$, тогда:

$$Rh = 700 \cdot \sin(180 \cdot 1/8,45) = 700 \cdot \sin 21,3 = 700 \cdot 0,36 = 254,3 \text{ Вт/м}^2.$$

Произведем расчет потока солнечной радиации в течении суток для среднего дня января, и результаты расчетов сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 Расчет солнечной радиации в течении суток

Вр.мест tгр	t', ч	ta, ч	Rh, Вт/м2
1	0	1	0,00
2	0	2	0,00
3	0	3	0,00
4	0	4	0,00
5	0	5	0,00
6	0	6	0,00
7	0	7	0,00
8	0	8,77	0,00
9	1	9,77	254,30
10	2	10,77	473,85
11	3	11,77	628,65
12	4	12,77	697,55
13	5	13,77	671,14
14	6	14,77	553,03
15	7	15,77	359,35
16	8	16,77	116,57
17	8,45	17,22	0,00
18	0	18	0,00
19	0	19	0,00
20	0	20	0,00
21	0	21	0,00
22	0	22	0,00
23	0	23	0,00
24	0	24	0,00

По полученным данным видно, что максимальное значение мощность потока солнечной радиации достигается в полдень. Суммарный суточный поток радиации за сутки составил 3755,78 Вт/м2.

Находим годовой солнечный потенциал энергии. Для этого необходимо произвести аналогичный расчет для каждого среднего дня месяца. Результаты расчетов сведем в таблицу 2.2

Таблица 2.2. - Годовой расчет солнечного потенциала

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	8,45	9,84	11,57	13,47	15,07	15,96	15,60	14,19	12,34	10,50	8,86	8,03
1	254,21	219,66	187,79	161,83	144,85	136,88	140,05	153,76	176,29	206,25	243,01	266,84
2	473,71	417,14	361,81	314,89	283,43	268,47	274,44	300,01	341,21	394,19	455,80	493,38
3	628,53	572,47	509,31	450,89	409,74	389,70	397,73	431,61	484,14	547,13	611,88	645,42
4	697,52	669,96	619,47	562,46	518,31	495,88	504,94	542,12	595,86	651,49	691,86	699,99
5	671,27	699,78	684,21	643,56	604,45	582,92	591,73	626,15	669,17	698,01	685,78	648,85
6	553,36	658,90	698,79	689,79	664,42	647,45	654,58	679,60	699,34	682,56	594,40	499,73
7	359,89	551,45	662,14	698,64	695,63	686,98	690,97	699,85	684,44	606,51	429,08	275,14
8	117,28	388,29	576,95	669,65	696,73	700,00	699,42	685,92	625,41	476,61	210,38	
9		185,91	449,46	604,37	667,67	685,98	679,58	638,48	526,07	304,39		
10			289,01	506,35	609,71	645,48	632,27	559,86	392,82			
11				380,89	525,36	580,06	559,38	453,89	234,24			
12				234,80	418,27	492,24	463,88	325,75				
13					293,07	385,42	349,61					
14						263,72						
Итого (день) кВт/м2	3,755	4,363	5,038	5,918	6,531	6,961	6,638	6,096	5,428	4,567	3,922	3,529
Итого (месяц) кВт/м2	116,429	122,179	156,207	177,5	202,48	208,835	205,796	189,006	162,869	141,580	117,665	109,409

На основе полученных данных таблицы 2.2, построим график изменения потока мощности солнечной радиации в течении года, по месяцам (рисунок 2.3).

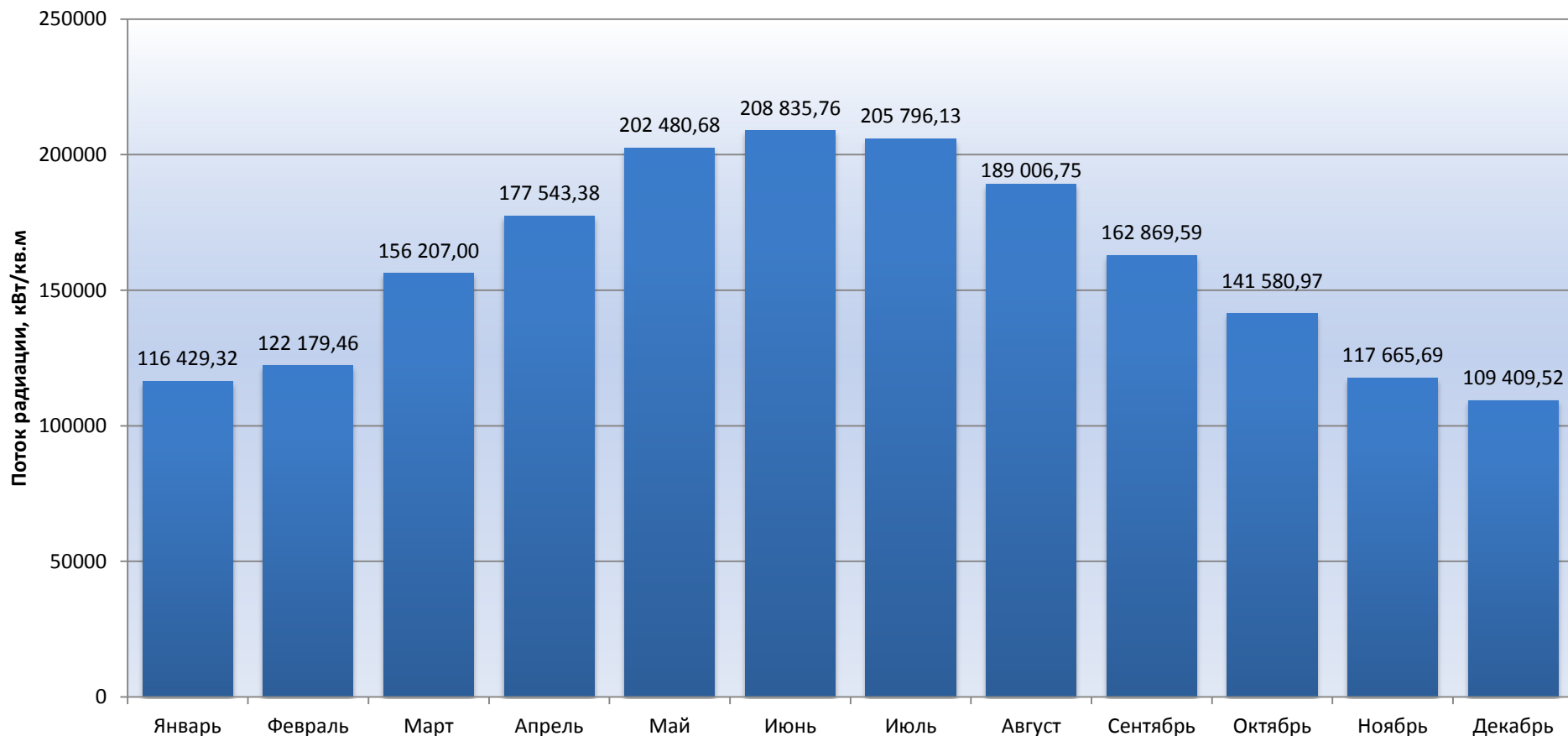


Рисунок 2.3 - Изменение потока мощности солнечной радиации в течении года

Анализируя данные, можно сделать вывод, что максимальный поток солнечной энергии приходится на летние месяцы, когда активность солнца максимальна. Суммарный годовой солнечный потенциал для нашей местности составляет $1,9 \text{ МВт ч/м}^2$. Данный потенциал весьма велик, и использование солнечной энергии является достаточно целесообразным решением.

2.4 Энергия ветра

Энергия ветра с давних времен рассматривается как наиболее экологически чистый вид неисчерпаемых источников энергии. Ветровую энергию можно рассматривать как одну из форм проявления солнечной энергии, потому что Солнце является тем первоисточником, который влияет на погодные явления на Земле. Причиной возникновения ветра служит неравномерный нагрев земной поверхности Солнцем. Поверхность воды и территории, закрытые облаками, нагреваются намного медленнее; соответственно, поверхность земли, доступная для солнечного излучения, нагревается быстрее. Воздух, находящийся над нагретой поверхностью, нагревается и поднимается вверх, создавая области пониженного давления. Воздух из областей повышенного давления перемещается в направлении областей низкого давления, тем самым создавая ветер.

Неоднородность поверхности Земли, наличие суши, океанов, лесов, гор обуславливает различный нагрев поверхности на одной и той же широте. Причиной отклонения воздушных течений так же является вращение Земли вокруг своей оси. Совокупность данных факторов осложняет общую циркуляцию атмосферы, и возникает ряд отдельных циркуляций связанных друг с другом.

Ветер – это сложный источник энергии с непредсказуемыми показателями, связанными с частотной пульсацией порывов внутри ветрового потока и собственной «розой» ветров, определяющей смену направления и силы ветра в течение временного интервала.

Основными характеристиками ветра являются скорость ветра и направление.

Направление ветра для ветроэнергетики является наиболее сложным свойством. Параметр «направление» - формируется рельефом местности и температурным режимом отдельных участков территории.

Под направлением ветра подразумевают направление, откуда он дует. Для обозначения направления указывают либо румб (по 16 румбовой системе), либо угол, который образует горизонтальный вектор скорости с меридианом (причем север принимается за 360° или 0° , восток за 90° , юг - за 180° , запад за 270°). Румб - направление относительно сторон света. В Метеорологии принято разделять окружность горизонта на 16 румбов (рисунок 2.4), 1 румб соответствует $22,5^\circ$. Главными называют направления на север (С), юг (Ю), запад (З), восток (В). Названия 12 других Румбов являются комбинациями названий главных румбов, например, северо-восток (СВ); северо-северо-восток (ССВ), юго-юго-запад (ЮЮЗ). [4,13]

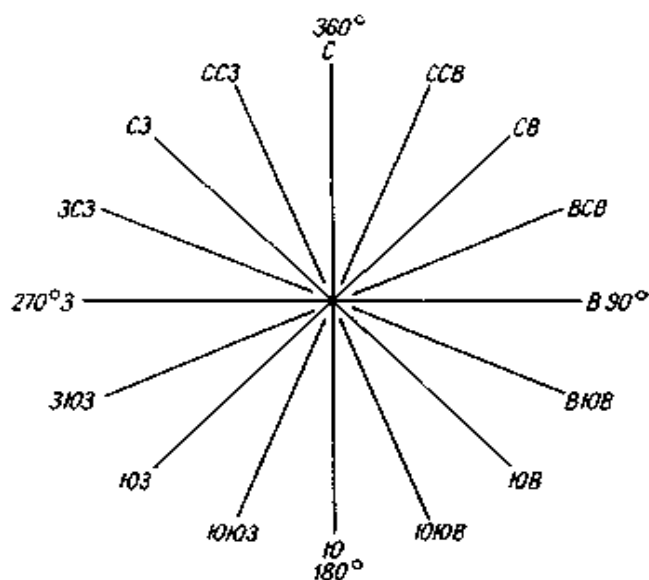


Рисунок 2.4 - Роза ветров 16 румбов

Скорость и направление ветра всегда в большей или меньшей степени колеблются, поэтому их обычно определяют, как сглаженные осредненные величины за некоторый промежуток времени. Наличие сильных колебаний режима ветра, обусловленные сильной турбулентностью, отмечается особо как порывистость или шквальность.

Порывистость ветра - наличие в воздушном потоке значительных колебаний по скорости и направлению с временными интервалами в несколько десятков секунд. Порывистость наиболее сильно выражена в холодных воздушных массах с неустойчивым распределением температуры в атмосфере по высоте и, стало быть, с увеличенной турбулентностью; увеличение порывистости происходит также при прохождении фронтов атмосферы, особенно холодных.

Шквальность - резкое усиление и ослабление ветра в течение короткого времени, которое сопровождается также изменениями его направления, продолжительностью несколько минут или десятков минут.

Ветер, скорость которого составляет порядка 5-8 м/с считается умеренным, при значениях выше 14 м/с - сильным; более 20 - 25 м/с - штормовым, а при значениях в 30 - 35 м/с - ураганом. При порывах и сильных шквалах скорость ветра у поверхности земли может превышать 50 м/с, а в отдельных случаях достигать 100 и более м/с. У поверхности Земли на небольших участках и на короткое время может устанавливаться полное безветрие - штиль.[4,15]

В силу ряда метеорологических факторов, таких как возмущения атмосферы, изменения солнечной активности, количества тепловой энергии, поступающей на Землю и т.д., а также вследствие влияния рельефных условий непрерывная длительность ветра, изменение скорости и направления ветра происходит по случайному закону. Поэтому, на современном уровне исследований, энергетические характеристики ветра представляются

вероятностным описанием случайного процесса изменения ветроэнергетического потенциала. Основой вероятностного подхода является дискретизация временного процесса, позволяющая считать независимыми и постоянными все определяемые параметры на интервале дискретизации. В качестве временных интервалов стационарности обычно используется час, сутки, сезон, год.

Совокупность аэрологических и энергетических характеристик ветра объединяется в ветроэнергетический кадастр региона.

Основными характеристиками ветроэнергетического кадастра являются:

1. среднегодовая скорость ветра, годовой и суточный ход ветра;
2. повторяемость скоростей, типы и параметры функций распределения скоростей ветра;
3. удельная мощность и удельная энергия ветра;
4. ветроэнергетические ресурсы региона.

Для получения достоверных данных о средних скоростях ветра территории необходимо использовать значительные объемы измерений в течение достаточно длительного времени.

Валовый потенциал ветровой энергии региона – это часть среднесуточной суммарной ветровой энергии, которая доступна для использования на площади региона в течении одного года.

Валовый потенциал энергии ветра равен произведению удельной мощности воздушного потока P , на время t , в течении которого воздушный поток сохранял свою скорость.

$$W = P \cdot t, [\text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2] \quad (2.4)$$

где P - удельная мощность воздушного потока;

t - повторяемость ветра, ч.

Рассматриваемый регион представляется как совокупность участков, или зон, в каждой из которых удельная мощность ветровой энергии, а также географические, климатические и погодные условия являются однородными по всей площади зоны. Как правило, зоны соответствуют расположению метеостанций. Валовый потенциал W региона представляет сумму валовых потенциалов составляющих его зон.

Удельный валовый потенциал ветровой энергии зоны определяется средней удельной мощностью ветрового потока P , кВт/м².

Технический потенциал ветровой энергии региона – это суммарная электрическая энергия, которая может быть получена в региона от использования валового потенциала ветровой энергии при современном уровне развития технических средств. Таким образом, технический потенциал зависит от параметров ветроэнергетической установки, среднегодовой скорости ветра в рассматриваемой зоне.

Под удельной мощностью понимается энергия, поступающая через сечение воздушного потока площадью 1 м^2 , расположенной перпендикулярно его направлению. Данная величина зависит от плотности воздуха, скорости его движения и определяется выражением[15]:

$$P = \frac{1}{2} \rho V^3, [\text{Вт} / \text{м}^2] \quad (2.5)$$

где ρ – плотность воздуха;

V – скорость ветрового потока.

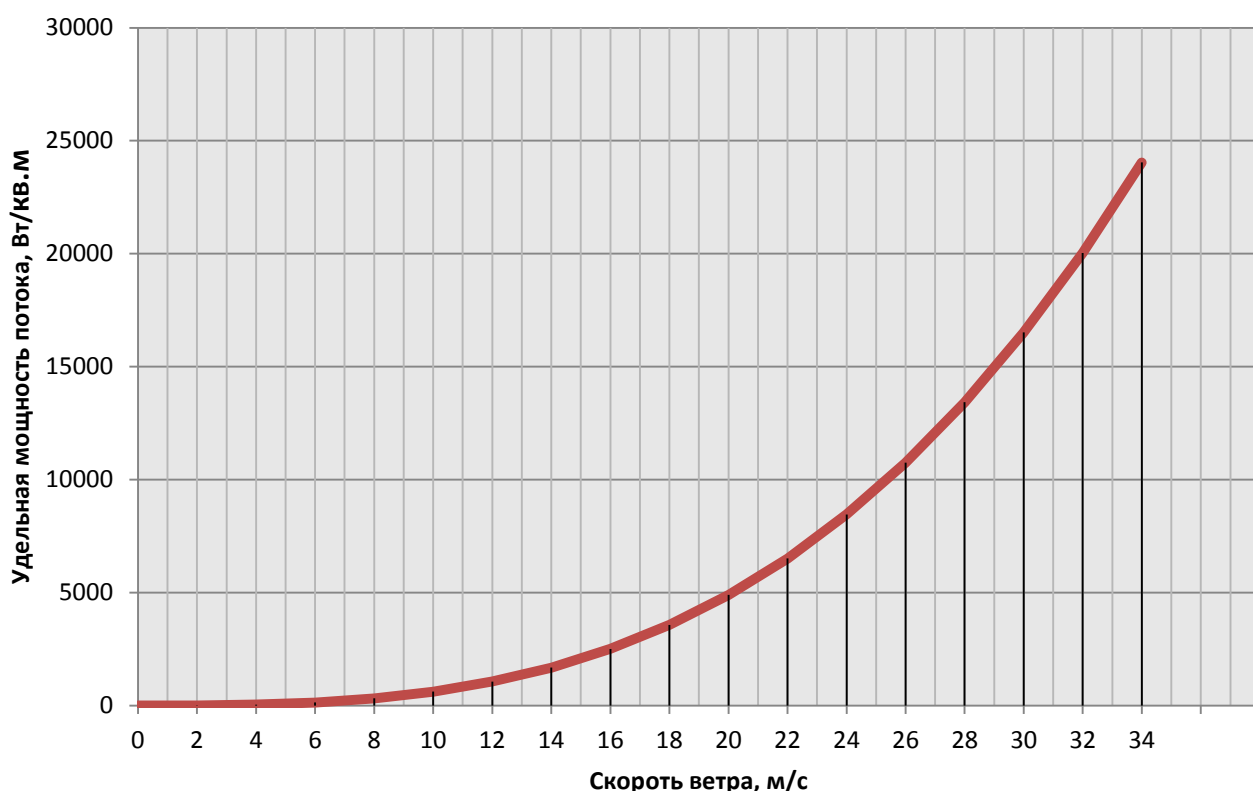


Рисунок 2.5 - графическая зависимость удельной мощности воздушного потока от скорости ветра

На рисунке 2.5 изображена графическая зависимость удельной мощности воздушного потока от его скорости. Отсюда видно, что до скорости 5-6 м/с мощность потока близка к нулю, а далее с увеличением скорости она быстро нарастает. Диапазон изменения скорости ветра - от 0 (затишье) до 50 - 65 м/с (шторм, ураган) определяет широкие возможности использования энергии ветра. При изменении скорости ветра на 1 м/с от 5 до 6 м/с мощность изменяется на 44%, при увеличении скорости в 5 раз, от 6 до 30 м/с его удельная мощность увеличивается в 125 раз.

2.5 Расчет ветрового потенциала района

Исходные данные по изменению скорости ветра за год, были взяты из базы данных по ветровому потенциалу Карагандинской области, с официального сайта Комитета по Возобновляемым Источникам Энергии. [6] Годичные измерения скорости и направления ветра для оценки ветрового потенциала производились в соответствии с международными стандартами. Верификация и обработка данных проводилась при участии международной Австралийской компании «РВ Power». Замеры по значениям скорости ветра и направлению производились в течении года с десятиминутным временным интервалом.

Для необходимых расчетов был проведен анализ данных по изменению скорости ветра в течении года. В базе представлены данные с интервалом в 10 минут. Для определения ветрового потенциала, необходимо было произвести ранжирование данных по скорости ветра в порядке возрастания и произвести расчет количества часов, в течении которых ветер дул с данной скоростью в течении года.

Произведем расчет для средней скорости 10,5 м/с. По формуле 2.5 определим удельную мощность ветрового потока для заданной скорости:

$$P = \frac{1}{2} \cdot 1,223 \cdot 10,5^3 = 710,2 \text{ Вт/м}^2.$$

По произведенному анализу данных известно, что с заданной скоростью ветер дул в течении 258 ч. Тогда по формуле 2.4 потенциал ветровой энергии будет равен:

$$W = 710,2 \cdot 258 / 1000 = 183 \text{ кВт} \cdot \text{ч/м}^2.$$

Произведем аналогичные расчеты для всех скоростей ветра, которые были зарегистрированы в данном регионе и результаты расчетов занесем в таблицу 2.3. В таблице представлены данные по скорости ветра, с указанием периода в течении которого сохранялась данная скорость году, также представлена расчетная удельная мощность ветрового потока и его потенциал энергии.

Таблица 2.3 - Расчет валового потенциала Нуринского района

Скорость ветра V, м/с	Время T, часов	Удельная мощность P, Вт/м ²	Ветропотенциал W, кВт ч/м ²
0	87	0	0
1,5	328	2,07	0,68
2,5	562	9,59	5,39
3,5	710	26,30	18,68
4,5	819	55,91	45,76

Продолжение таблицы 2.3

5,5	802	102,07	81,90
6,5	873	168,48	147,09
7,5	814	258,82	210,68
8,5	621	376,77	233,97
9,5	375	526,00	197,34
10,5	258	710,20	183,00
11,5	188	933,06	175,73
12,5	153	1198,24	182,73
13,5	115	1509,44	173,84
14,5	79	1870,33	147,44
15,5	55	2284,60	126,03
16,5	32	2755,92	87,73
17,5	21	3287,98	69,60
18,5	15	3884,45	58,27
19,5	9	4549,03	38,67
20,5	4	5285,38	22,02
21,5	4	6097,19	21,34
22,5	2	6988,15	15,14
23,5	2	7961,93	15,92
24,5	2	9022,21	21,05
25,5	2	10172,67	15,26
Итого		70036,78	2295,23

На рисунке 2.6 показана доля мощности ветрового потока вносимая каждой скоростью ветра в течении года.

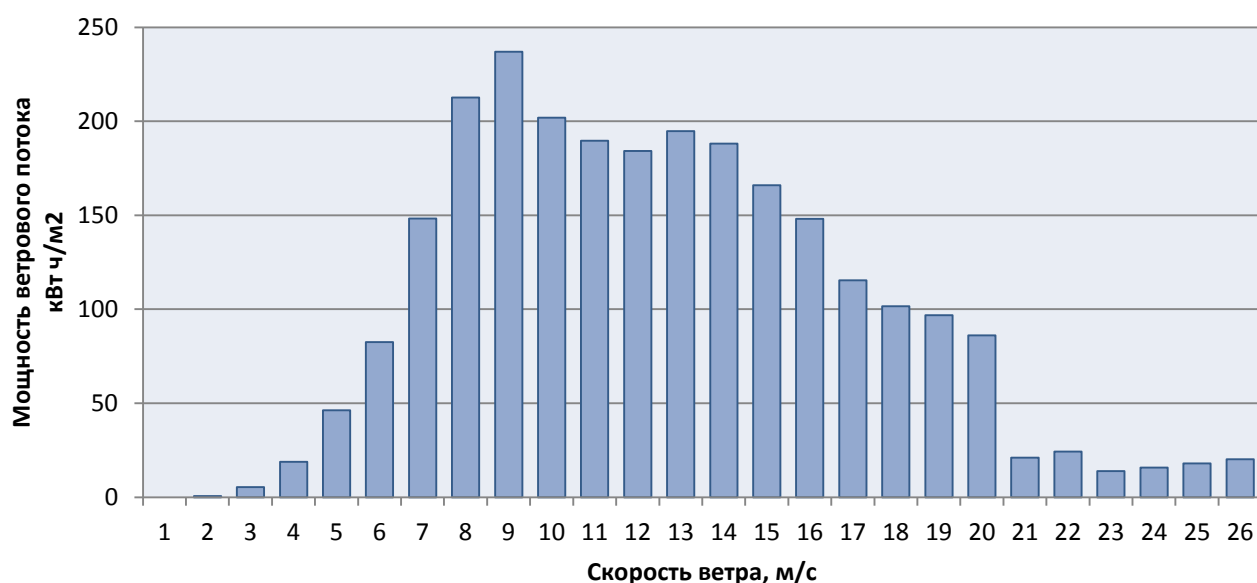


Рисунок 2.6 – Доля мощности ветрового потока вносимая каждой скоростью ветра.

Таким образом, по графическим данным, преобладающими являются скорости ветра в диапазоне от 8 до 10 м/с. Зарегистрированная максимальная скорость ветра составляет 26 м/с.

На основе данных по ветровому потенциалу Карагандинской области, где так же производился замер направления ветра в течении года, построим розу ветров Нуринского района. Роза ветров изображена на рисунке 2.7

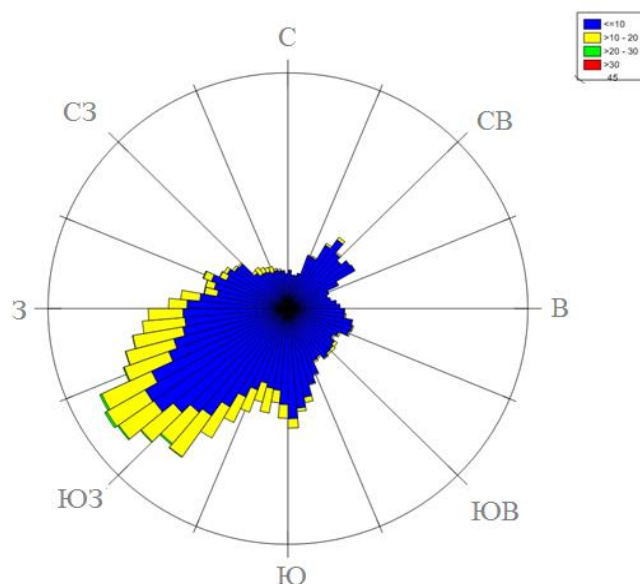


Рисунок 2.7 - Повторяемость направлений ветра Нуринского района

Из полученной гистограммы, можно сделать вывод, что роза направления ветра имеет политропный характер. Но в целом, преобладающая часть ветра имеет направление с юго запада.

Анализируя данные можно сделать вывод, что суммарный годовой потенциал ветровой энергии составляет 2295,23 кВт ч/м². Потенциал в 2 мегаватта на один квадратный метр дает весомые основания к использованию ветроэнергетических установок для преобразования энергии ветра в электрическую энергию.

Таким образом, регион обладает высоким потенциалом солнечной и ветровой энергии, поэтому рассмотрим варианты электроснабжения с использованием данных источников энергии.

3 Вариант электроснабжения фотоэлектрическими модулями

3.1 Выбор фотоэлектрических модулей

На основе полученных данных по солнечному потенциалу региона, который был рассчитан ранее, актуально будет рассмотреть вариант электроснабжения объекта при использовании солнечных батарей.

Фотоэлектрический модуль - это батарея взаимосвязанных солнечных элементов, заключенных под стеклянной крышкой. Солнечные фотоэлементы являются вполне реальной техникой и экономически выгодной альтернативой ископаемому топливу. Фотоэлементы изготавливаются из неоднородных полупроводниковых материалов, основным из которых на сегодняшний день является кремний. Принцип действия таких элементов основан на явлении внутреннего фотоэффекта, при котором под воздействием солнечного излучения между двумя полупроводниками с различными электрическими свойствами возникает электрический ток. Таким образом, солнечный элемент может напрямую превращать солнечное излучение в электричество без применения каких-либо движущихся механизмов. Благодаря этому срок службы солнечных генераторов довольно продолжителен и достигает 40-50 лет (правда, с некоторой потерей к.п.д. во времени в связи со старением). Фотоэлектрические системы хорошо зарекомендовали себя с самого начала промышленного применения фотоэлементов. Чем интенсивнее свет, падающий на фотоэлементы и чем больше их площадь, тем больше вырабатывается электричества и тем больше сила тока. Фотоэлектрические модули делятся на несколько видов, в зависимости от способа изготовления солнечных модулей. Наиболее распространенными являются поликристаллические и монокристаллические солнечные модули. Широкое применение в качестве солнечных батарей получили поликристаллические модули.

Для электроснабжения объекта были выбраны фотоэлектрические панели модели KZ PV 230 M60. Данные фотоэлектрические преобразователи являются продуктом отечественного производителя ТОО «Astana Solar». Для производства фотоэлектрических модулей используется высококачественный казахстанский кремний. Модули экологически безопасны, а также обладают относительно высоким коэффициентом полезного действия (более 16% по данным производителя). Эксплуатационная гарантия модулей составляет 25 лет [7]. Данные факторы послужили основными аргументами выбора данных фотоэлектрических модулей.

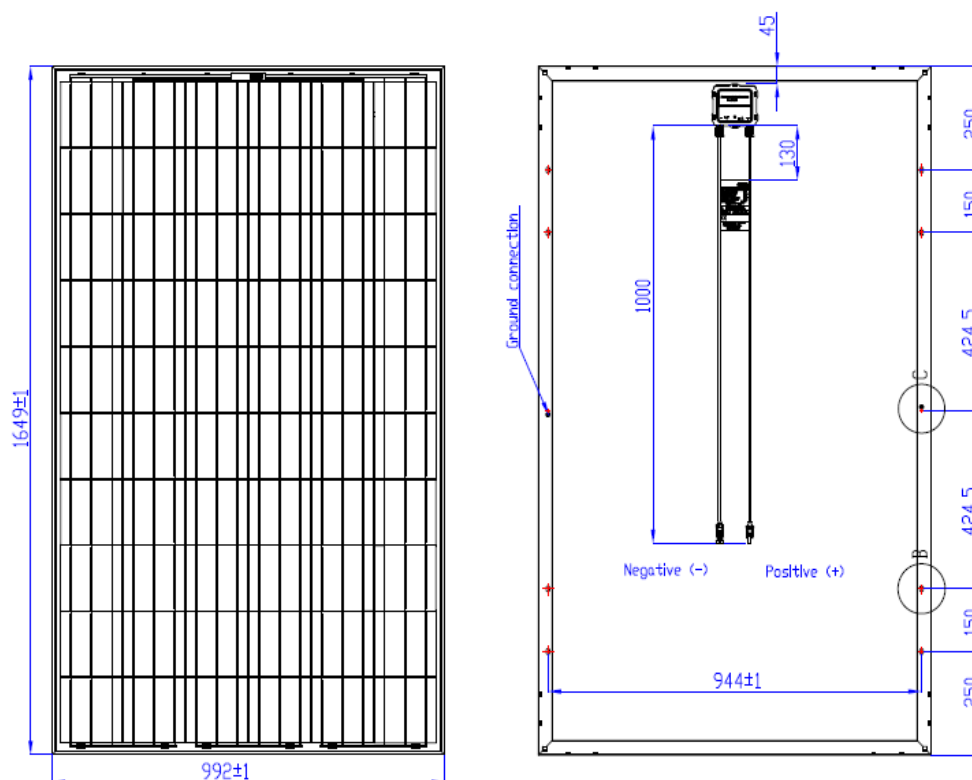


Рисунок 3.1 – Внешний вид фотоэлектрических модулей

Для дальнейших расчетов мощности, вырабатываемой фотоэлектрическими модулями, необходимо знать размеры модулей. На рисунке 3.1 изображен внешний вид выбранных фотоэлектрических модулей, с указанием основных размеров.

Основные технические и электрические характеристики фотоэлектрического преобразователя представлены в таблицах 3.1 и 3.2 соответственно. Согласно основным техническим характеристикам (таблица 3.1) фотоэлектрические преобразователи выдерживают широкий температурный диапазон, что характерно для нашей местности.

Таблица 3.1 - Основные технические характеристики

Тип фотоэлектрических ячеек	Поликристаллические 6" (156x156 мм)
Конфигурация модуля	6 колонок x 10 рядов
Размеры	1649 мм x 992 мм x 40 мм
Вес	19 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
Коэффициент полезного действия	От 16%

Таблица 3.2 – Электрические характеристики

Электрические характеристики	220 Вт.	225 Вт.	230 Вт.	235 Вт.	240 Вт.
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	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				

3.2 Расчет количества фотоэлектрических модулей

Произведем расчет необходимого количества фотоэлектрических модулей для электроснабжения нашего объекта.

Произведем расчет дня зимних суток. Известно, что суммарная мощность потока солнечной радиации в средние зимние сутки составляет 3756,55 Вт/м². Согласно таблице 3.2 КПД выбранного фотоэлектрического модуля составляет 16%, таким образом, определим какое количество энергии можно получить используя фотоэлектрические модули:

$$E_{\phi} = \sum R_h \cdot \eta, \quad (3.1)$$

где $\sum R_h$ - суммарная мощность потока солнечной радиации,
 η - КПД фотоэлектрического модуля.

$$E_{\phi} = 3756,55 \cdot 0,16 = 601,048 \text{ Вт/м}^2 = 0,601 \text{ кВт/м}^2.$$

Согласно суточным графикам нагрузки, суточная потребность электрической энергии в зимний и летний периоды составляет 115,6 кВт·ч и 110,3 кВт·ч соответственно. Произведем расчет для зимних суток, так как в

зимний период потребность электроэнергии превышает соответствующего значения летнего периода.

Определим необходимую суммарную площадь фотоэлектрических преобразователей, для покрытия суточной потребности в электрической энергии:

$$S_p = \frac{P_p}{E_\phi}, \quad (3.2)$$

где P_p - суточная потребность в электроэнергии,

$$S_p = \frac{115,6}{0,601} = 192,35 \text{ м}^2.$$

Тогда необходимое количество фотоэлектрических преобразователей будет составлять:

$$N = \frac{S_p}{S_\phi}, \quad (3.3)$$

где S_ϕ - площадь фотоэлектрического модуля

$$N = \frac{192,35}{1,649 \cdot 0,992} = 118 \text{ штук.}$$

3.3 Расчет выработки энергии фотоэлектрическими модулями

Таким образом, для покрытия суточной потребности, нам необходимо 118 фотоэлектрических модулей. Произведем расчет выработки электрической энергии фотоэлектрическими модулями в течении суток для зимнего и летнего периода

Расчет мощности вырабатываемой фотоэлектрическими модулями производим следующим образом[11]:

$$W_{\text{ФЭП}} = R_h \cdot S_{\text{ФЭП}} \cdot \eta \cdot N, \text{ кВт} \quad (3.4)$$

где R_h - поток солнечной радиации;
 $S_{\text{ФЭП}}$ - площадь фотоэлектрического модуля;
 η - коэффициент полезного действия;
 N - количество фотоэлектрических модулей.

Результаты расчетов сведем в таблицу 3.3. Далее по данным полученным в таблице, построим графики выработки электрической энергии фотоэлектрическими панелями.

Таблица 3.3 - Выработка фотоэлектрических панелей

Время, ч	Потребление, P, кВт·ч		Поток радиации, Rh, Вт/м ²		Мощность ФЭП, W _{ФЭП} , кВт·ч	
	Зима	Лето	Зима	Лето	Зима	Лето
0-1	1,39	1,39	0	0	0	0
1-2	1,39	1,39	0	0	0	0
2-3	1,39	1,39	0	0	0	0
3-4	1,39	1,39	0	0	0	0
4-5	1,39	1,39	0	0	0	0
5-6	1,39	1,39	0	0	0	0
6-7	7,29	0,89	0	136,87	0	4,23
7-8	2,29	10,99	0	268,47	0	8,29
8-9	7,04	7,39	254,21	389,69	7,85	12,1
9-10	6,14	6,14	473,71	495,81	14,63	15,32
10-11	10,99	10,99	628,5	582,91	19,41	18,01
11-12	10,99	10,99	697,52	647,4	21,54	20,01
12-13	14,59	3,24	671,27	686,98	20,73	21,23
13-14	12,09	12,09	553,36	699,99	17,09	21,63
14-15	5,89	5,89	359,8	685,981	11,11	21,21
15-16	6,14	6,14	117,28	645,481	3,62	19,95
16-17	6,14	0,89	0,76	580,06	0,02	17,92
17-18	2,29	10,99	0	492,24	0	15,24
18-19	2,29	1,79	0	385,42	0	11,913
19-20	3,39	2,89	0	263,72	0	8,15
20-21	3,39	3,39	0	131,8	0	4,07
21-22	3,39	3,39	0	0,37	0	0,01
22-23	1,39	2,29	0	0	0	0
23-24	1,39	1,39	0	0	0	0
Итого	115,46	110,1			116,1	219,24

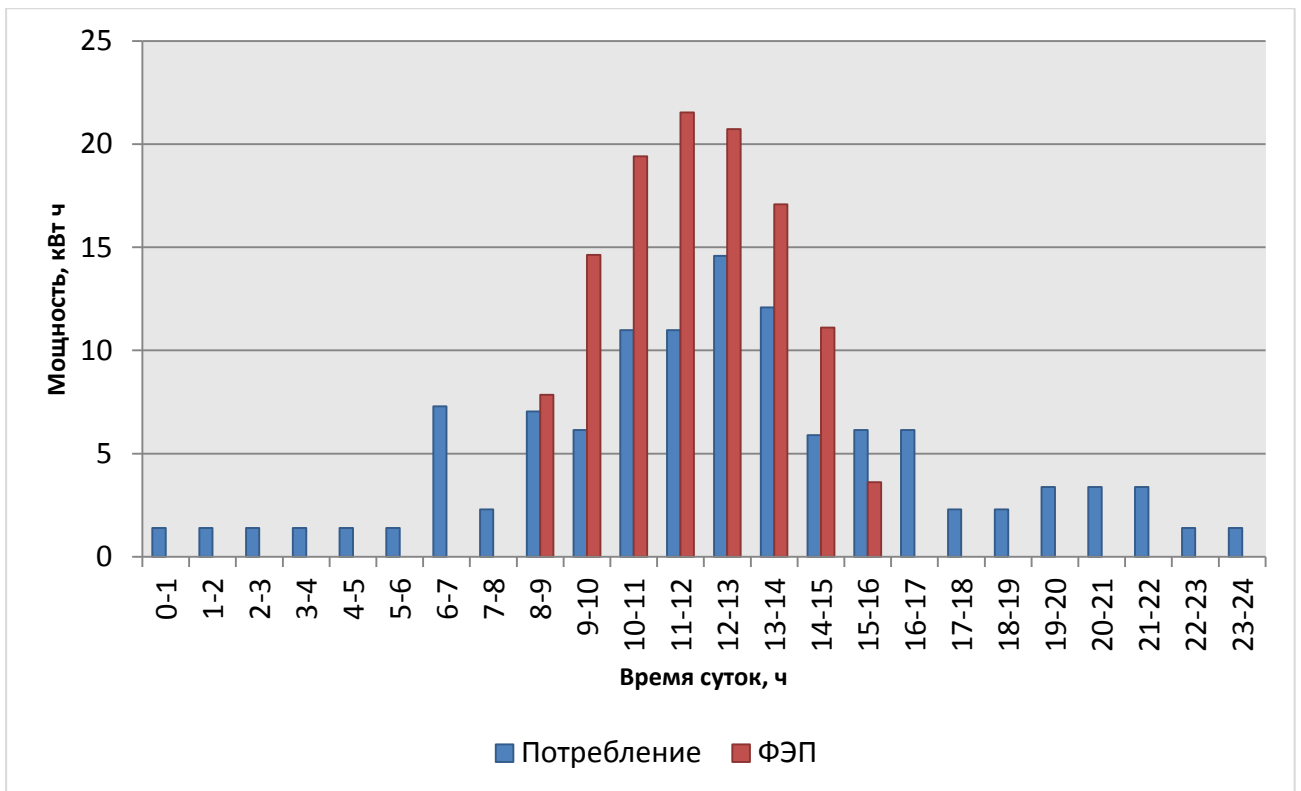


Рисунок 3.2 - График выработки фотоэлектрическими панелями зимой

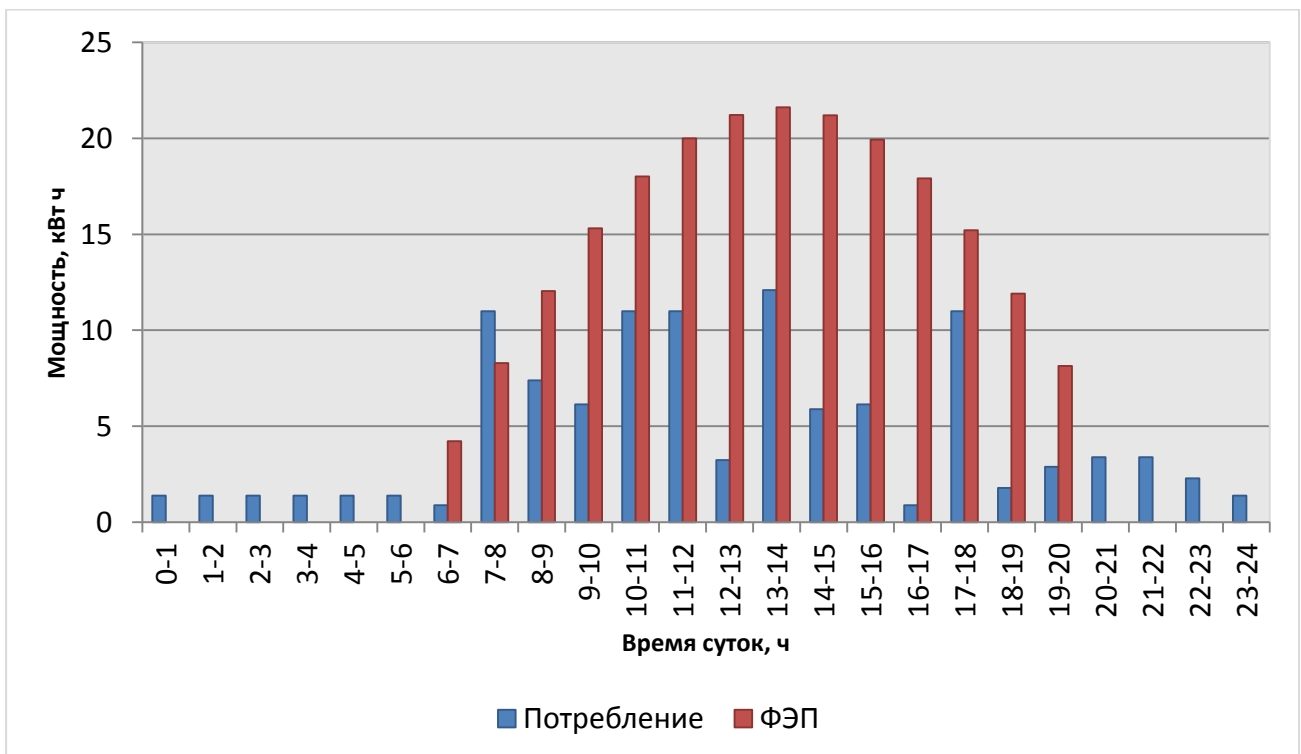


Рисунок 3.3 - График выработки фотоэлектрическими панелями летом

На рисунках 3.2 и 3.3 изображены графики выработки электрической энергии фотоэлектрическими модулями в зимние и летние сутки соответственно.

По графическим данным видно, что в часы солнечной активности, суммарная выработка фотоэлектрических модулей значительно превышает потребность в электрической энергии и появляется избыток энергии. В итоге суммарной выработки электрической энергии достаточно для покрытия суточной нагрузки. Но в часы отсутствия солнца, для покрытия суточной потребности необходимо аккумулировать избыточную энергию, для покрытия дефицита в остальное время. Для аккумуляции избыточной энергии необходимо использовать аккумуляторные батареи.

3.4 Выбор аккумуляторных батарей

Вопрос выбора аккумуляторных батарей для системы автономного электроснабжения является также непростым. Режим работы систем автономного электроснабжения определяет главное требование к аккумуляторным батареям, а именно они должны выдерживать глубокий разряд. Использование традиционных автомобильных аккумуляторов нежелательно. Данные аккумуляторные батареи не рассчитаны на работу в циклических режимах, которые характеризуются длительными периодами заряда-разряда. Так же, любые традиционные аккумуляторы, даже так называемые «необслуживаемые», при своей работе выделяют вредные газы и являются менее экологичными.

Наиболее правильным вариантом для систем автономного и резервного электроснабжения является использование специализированных аккумуляторных батарей, которые рассчитаны на циклические режимы работы и регулярный глубокий разряд. Допускается применение аккумуляторных батарей как с жидким электролитом, так и герметичные, гелиевые. Стоимость специализированных аккумуляторных батарей, значительно выше традиционных, но при правильном проектировании системы, гарантируют надежное электроснабжение.

Энергетической основой современных систем автономного электроснабжения являются специализированные необслуживаемые батареи большой емкости, выполненные по технологии AGM (стекловолоконные) или GEL (гелевые) технологии.

В гелевых аккумуляторах в качестве сепаратора между свинцовыми пластинами применяется силикагель, которым заливается пространство между пластинами в процессе производства. В составе электролита присутствует двуокись кремния, которая превращает кислоты в гелеобразную массу. За счет гелеобразной массы, газы выделяющиеся при заряде аккумуляторных батарей удерживаются в электролите. Гелевые батареи выдерживают намного больше циклов заряда-разряда (рисунок 3.4), лучше восстанавливаются после глубокого разряда, чем AGM, причем даже в том случае, когда к процессу заряда не приступили сразу же после разрядки батарей.

Также GEL-батареи нормально переносят недозаряд — то есть ситуацию повторного отключения электроснабжения, когда АКБ еще не успели полностью зарядиться. Кроме того, так как электролит находится в густом состоянии, он менее подвержен расслоению на воду и кислоту, поэтому гелевые аккумуляторы лучше переносят плохие параметры тока подзаряда.

Основными преимуществами GEL-аккумуляторов являются:

- выдерживают больше циклов заряда-разряда;
- полностью восстанавливают емкость после глубокого разряда;
- менее чувствительны к «плохому» заряду от нестабильной сети;
- выдерживают разряд из недозаряженного состояния без потери емкости (повторное отключение сети, когда аккумуляторы еще не зарядились) ;
- могут работать в циклическом режиме;
- лучше переносят работу и в холоде, и при высокой температуре;
- практически исключены тепловые пробои между пластинами

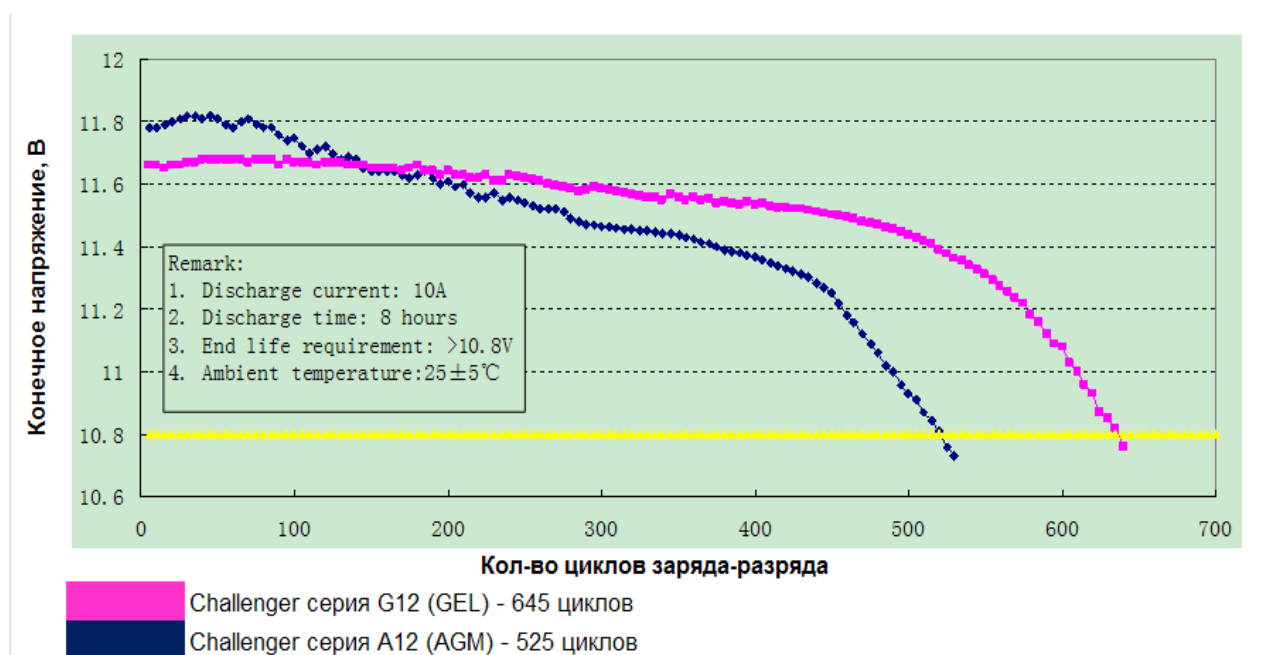


Рисунок 3.4 - Количество циклов разряда-заряда аккумуляторных батарей разных технологий

Таким образом, прием к установке аккумуляторы challenger G12-260 с технологией GEL. На рисунке 3.5 представлен внешний вид аккумуляторной батареи.

Challenger G12-260 - герметизированная необслуживаемая аккумуляторная батарея, тип GEL. Серия G12 разработана для использования в источниках бесперебойного питания, системах безопасности, медицине, системах связи, в альтернативной энергетике (солнечные панели, ветрогенераторы, установки бесперебойного питания) и т.д. [8]



Рисунок 3.5 – Аккумуляторная батарея Challenger G12-260

В таблицах 3.4 и 3.5 представлены основные технические и электрические характеристики выбранных аккумуляторных батарей.

Таблица 3.4 - Технические данные Challenger G12-260

Модель	Емкость, Ач		Габариты, мм			Вес, кг
	C10, 1,80 В/эл	C20, 1,75 В/Эл	Д	Ш	В	
G12-260	238	257	520	269	224	74

Таблица 3.5 - Основные электрические характеристики

Вольтаж	12 В
Ток разряда, макс., А	2600 (5 сек)
Внутреннее сопротивление	5 мОм
Ток короткого замыкания	4460,0А
Диапазон рабочих температур	Разряд: -40...+60С
Заряда: -20...+50С	
Хранение: -40...+50С	
Напряжение заряда (буф.режим)	13,6-13,8 В (25С)
Макс. Ток заряда	52,0А
Уравнительный заряд и режим циклирования	14,2-14,4 В (25С)
Саморазряд	< 3% / мес..
Терминалы	F14
Корпус	ABS (UL94-НВ). Доступно в корпусе UL94-НВ (V0) (по запросу)

Продолжение таблицы 3.5

Положительный электрод	решетчатая пластина, диоксид свинца
Отрицательный электрод	решетчатая пластина из свинцово-кальциево-оловянистого сплава
Свинец	99,998% чистоты
Срок службы	12 лет

Согласно таблице 3.5, выбранные аккумуляторные батареи способны работать в условиях низких температур, что немало важно для рассматриваемого региона. Так же аккумуляторные батареи обладают длительным сроком службы. Данные батареи могут эксплуатироваться с глубоким циклом разряда (до 80%), также батареи способны восстанавливаться после глубокого разряда.

3.5 Расчет количества аккумуляторных батарей

При использовании фотоэлектрических модулей в качестве основного источника энергии, аккумуляторные батареи будут служить резервным источником энергии. Время резервирования будет составлять 24 часа. Таким образом, аккумуляторные батареи должны в течении солнечной активности аккумулировать всю потребляемую энергию, т.е. 115,41 кВт ч. Рассчитаем количество необходимых аккумуляторных батарей на данную нагрузку.

Так как разряд аккумуляторных батарей будет происходить ежедневно, то для того чтобы продлить их срок службы, необходимо учесть коэффициент отдачи. При условии, что глубина разряда аккумуляторных батарей будет составлять 50%, тогда полная энергия будет составлять:

$$W_{\text{полн}} = \frac{115460}{0,5} = 232200 \text{ Вт.}$$

Необходимая общая ёмкость аккумуляторов в А·ч:

$$C_{\text{необ}} = \frac{W_{\text{полн}}}{U}, \quad (3.5)$$

где $W_{\text{полн}}$ – количество энергии, которую можно получить от аккумуляторов;

U – напряжение каждого из аккумуляторов.

$$C = \frac{232200}{12} = 19350 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Количество аккумуляторных батарей:

$$n = \frac{C_{\text{необ}}}{C} = \frac{19350}{257} = 76 \text{ штук.}$$

В результате произведенных расчетов мы видим, что для обеспечения электроснабжения объекта с использованием фотоэлектрических модулей и аккумуляторных батарей в качестве резервного источника питания, потребуется значительное количество фотоэлектрических модулей и аккумуляторных батарей. Для того, чтобы сократить количество аккумуляторных батарей, целесообразно будет использовать значительный ветровой потенциал региона. Использование ветроэнергетической установки уменьшит возможный перерыв в электроснабжении объекта и соответственно уменьшится необходимое количество аккумуляторных батарей. Так же ветер послужит еще одним источником энергии.

4 Комбинированная система электроснабжения ветер-солнце

4.1 Виды ветроэнергетических установок

ВЭУ - установка, преобразующая кинетическую энергию ветра в электрическую с помощью приводимых во вращение лопастей ротора набегающим потоком воздуха, соединенного с электрическим генератором через механический редуктор.

На сегодняшний день существует множество различных видов ветрогенераторов. По конструктивному исполнению ветрогенераторы делятся на две группы:

- ветрогенераторы с горизонтальной осью вращения - пропеллерные (рисунок 4.1);
- ветрогенераторы с вертикальной осью вращения - виндторные (рисунок 4.2).

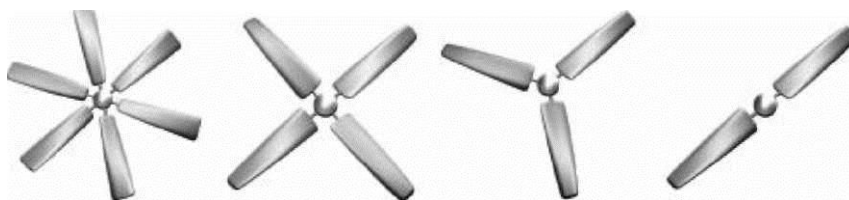


Рисунок 4.1 - Пропеллерные ветрогенераторы

4.1.1 Пропеллерные ветроэнергетические установки

Основной вращающей силой у ветроустановок данного типа является подъемная сила. Относительно ветра ветроколесо в рабочем положении может располагаться перед опорной башней или за ней. Наибольшая эффективность горизонтальных пропеллерных ветроэнергетических установок достижима только при условии обеспечения постоянной коллинеарности оси ветроколеса и направления ветра. Таким образом, использование ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения наиболее выгодно при неизменном направлении ветра. Потенциал ветрогенератора с горизонтальной осью вращения снижается с увеличением размаха его крыльев, так как на различных высотах направление ветра различно. В данных условиях работа ветродвигателя ухудшается и увеличивается риск разрушения лопастей ветроустановки. Для ветрогенераторов с горизонтальной осью вращения существует определенный интервал скорости ветра. Скорость ветра должна быть не менее 8 м/с, а предельно максимальное значение не должно превышать 20-25 м/с. При скоростях ветра менее 8 м/с экономически не выгодно использовать ветроустановку, а скоростях более 25 м/с возникает большой риск разрушения ветроустановки.

Мощность ветроустановок с горизонтальной осью вращения зависит от количества и длины лопастей, и скорости ветра. Поэтому для выработки большего количества электрической энергии, необходимо устанавливать

ветроустановки с более большим диаметром лопастей и на большой высоте. Но подобные ветроустановки нельзя устанавливать близ производственных помещений, тем более близ жилых домов. Поэтому подобные ветроустановки в основном устанавливаются на безлюдных и открытых территориях.

Одним из недостатков пропеллерных ветроустановок является проблема их эксплуатации в зимние периоды. Крылья ветроустановки покрываются изморозью, что значительно ухудшает качество работы ветродвигателя.

Так же необходимость ориентации на ветер требует наличия в конструкции пропеллерной ветроэнергетической установки механизмов и систем ориентации на ветер для непрерывного слежения за ветровой обстановкой, поиска направления с максимальным ветровым потенциалом, поворота ветроколеса в этом направлении и его удержания в таком положении. Ветроколесо должно иметь аэродинамический стабилизатор или какое-нибудь другое устройство, удерживающее его в рабочем положении. Наличие в конструкции ветроэнергетической установки системы ориентации на ветер само по себе усложняет ветроагрегат и снижает его надежность (по данным опыта эксплуатации зарубежных ВЭУ этого типа до 13 % общего количества отказов приходится на системы ориентации).

При быстром изменении направления ветра, ветроколесо должно четко отслеживать эти изменения, но практически невозможно эффективно ориентировать ветроколесо при изменении направления ветра из-за запаздывания действия механизмов ориентации. Ветроэнергетические установки с горизонтальной осью вращения обеспечивают стабильную мощность, снимаемую с ветроколеса, при скорости ветра не меньше номинальной.

Однако практика использования автономных электростанций показывает, что реально вырабатываемая электроэнергия оказывается меньше расчетной, причем потери электроэнергии могут достигать 50 %. Причиной этого является уменьшение мощности, а соответственно и энергии, передаваемой ветроколесом при изменении направления ветра даже при достаточной его скорости. Таким образом, ветроколесо не может мгновенно переориентироваться на новое (изменившееся) направление ветра, и за период переориентации мощность, снимаемая с ветроколеса, уменьшается.

4.1.2 Виндоторные ветроэнергетические установки

Ветроустановки с вертикальной осью вращения в силу своей геометрии, находятся в рабочем положении при любом направлении ветра. Основным преимуществом является то, что эффективность работы ветроустановок с вертикальной осью вращения не зависит от направленности ветрового потока, соответственно отсутствует необходимость в системе ориентации на ветер.

Как правило, ветрогенераторы с вертикальной осью вращения более просты в установке и обслуживании, так как генератор и другие основные компоненты могут быть установлены близко к земле, и отсутствует необходимость в высокой мачте.

В настоящее время существует различные типы ветроэнергетических установок с вертикальной осью вращения. Наиболее распространенными являются ротор Савониуса, ротор Дарье и "ВРТЬ - Вертикальная роторная турбина Болотова" (рисунок 4.2).

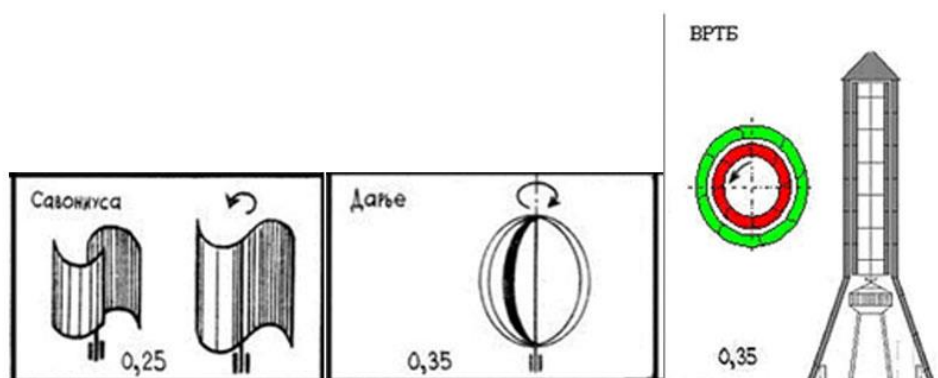


Рисунок 4.2 - Ветрогенераторы с вертикальной осью вращения

Отличительной особенностью ветроэнергетических установок с вертикальной осью вращения является использование принципов паруса и крыла в преобразовании энергии ветра. Ротор Савониуса (рисунок 3.7) является типичным представителем данной группы ветроустановок. Лопастей ветроэнергетической установки отличаются сравнительной простотой, они выполнены из тонких изогнутых листов прямоугольной формы. Вращающий момент создается благодаря сопротивлению воздушному потоку, которое оказывается вогнутой и выгнутой лопастями ротора. При значительных скоростях ветра ротор запирается, вследствие чего ветровой поток обтекает его. Ротор Савониуса обладает сравнительно небольшим коэффициентом использования ветра, а также диапазоном рабочих скоростей (5÷12 м/с).

В отличие от ротора Савониуса, турбины семейства Дарье обладают значительно большим диапазоном скоростей (4÷20 м/с). В данных ветроустановках вращающий момент создается подъемной силой, которая возникает на двух или трех тонких изогнутых несущих поверхностях. Поверхности имеют аэродинамический профиль. Максимального значения подъемная сила достигает в тот момент, когда лопасть с большой скоростью пересекает набегающий воздушный поток. Основным недостатком ротора Дарье является необходимость в запуске турбины генератором, работающим в режиме двигателя.

Рассматривая карту повторяемости направлений ветра (приложение А), можно сделать вывод, что воздушные потоки на всей территории Казахстана имеют высокую турбулентность, соответственно характеризуются высоким градиентом скорости и частой сменой направления. Роза ветров исследуемого объекта (рисунок 2.7) также очень разнообразна. И если использовать горизонтально-осевую ветростанцию, то её КПД не будет превышать 10-15%. Исходя из выше изложенного следует, что требуется такая ВЭУ, которая

будет использовать ветровой поток любого направления без ориентации по нему. Поэтому оптимальным вариантом является установка, которая не зависит от ветрового потока.

Для максимального использования потенциала ветровой энергии и солнечной энергии, в Казахстане была разработана комплексная энергетическая система ВРТБ, которая обладает синергетическим эффектом. Далее рассмотрим более подробно данную систему.

4.2 Комплексная энергетическая система ВРТБ

КЭС ВРТБ - гибридный комплекс преобразования энергии возобновляемых источников (ветер, Солнце) в электрическую, безопасный для окружающей среды. Комплекс представляет собой блочно-модульную систему наземного размещения в составе:

- ветровой роторной турбины ВРТБ4М2 (контрвращение);
- балансирующего фотоэлектрического устройства БУСБ;
- единой (унифицированной) опоры для размещения ВРТБ и БУСБ на грунте;
- блока аккумуляторных батарей;
- инверторно-зарядной системы;
- системы мониторинга за параметрами работы.[9]

КЭС ВРТБ адаптирована к ветровым условиям Казахстана, характеризующихся многовекторной розой ветров. Она может применяться в любых по климатическим условиям ветровых регионах, начинает выдавать электроэнергию при скорости ветра более 2,5 м/с и работает там, где возможны снежные и песчаные бури, гололед, ливневые дожди, без ограничения скорости ветра и частоты смены его направлений.

ВРТБ приспособлена, как для индивидуальной работы у автономного потребителя, так и для параллельной работы в составе многоагрегатных ветроэлектростанций при электроснабжении группы потребителей, образующих локальную энергосистему.

Особенности конструкции и принцип действия турбины:

Ввиду наличия принципиальных и конструктивных особенностей турбины достигается расширение диапазона используемых для выработки энергии скоростей ветра, особенно в области малых значений, отсутствие зависимости от направления ветра, повышение коэффициента использования энергии ветра и снижение массогабаритных показателей устанавливаемых на ветроэнергетических агрегатах ВРТБ электрогенераторов. Это обеспечивается тем, что ВРТБ, включающая несколько цилиндрических блоков со статорами, играющими роль направляющих аппаратов для ветра, поступающего с любой стороны и роторов, преобразующих поступательное движение ветра во вращательное движение валов, образуется как минимум двумя или более цилиндрическими блоками, валы которых вращаются в противоположных

направлениях. Электрогенератор устанавливается между этими блоками, ротор его соединяется с валом одного блока, а статор выполняется подвижным, соединяется с валом другого блока и вращается в противоположную сторону относительно своего ротора. Модульная конструкция турбины позволяет установить необходимую мощность ее для имеющегося электрического генератора, основываясь на характеристиках ветра в месте установки, отдельно изменять число установленных модулей, не меняя генератор, либо менять генератор без изменения конфигурации ветроэнергетического агрегата.

Каждый блок имеет статор с выпукло – вогнутыми пластинами и расположенный внутри него ротор с выпукло – вогнутыми или профильными лопатками (рисунок 4.3).

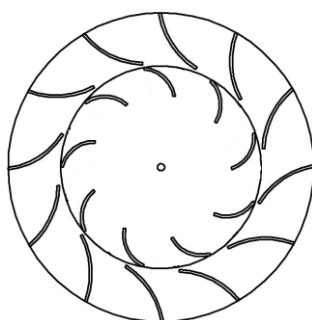
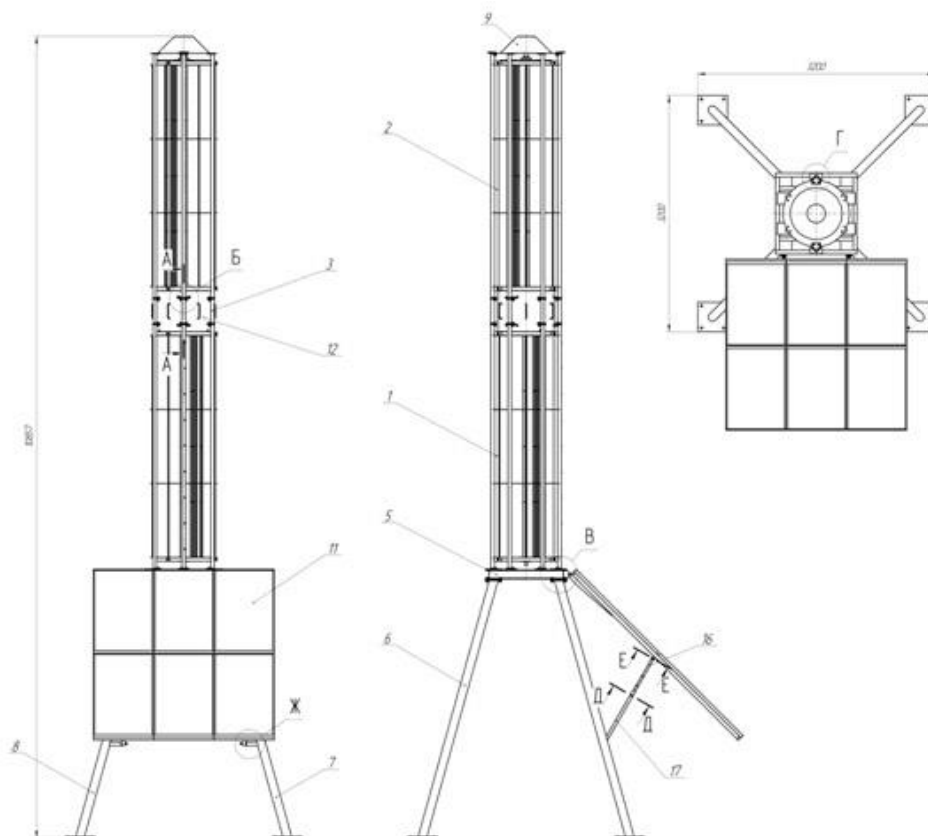


Рисунок 4.3 - Поперечный разрез модуля ВРТБ

Роторы блоков, расположенные по обе стороны генератора, находящиеся на разной высоте над поверхностью земли могут вращаться с разной скоростью, развивать соответствующую местной скорости ветра мощность и независимо с различной скоростью вращать статор и ротор генератора в противоположных направлениях. Это ведет, по крайней мере, к удвоению развиваемой генератором мощности и повышению коэффициента использования энергии ветра. Это же открывает возможность создания генераторов с меньшими габаритами и весом при одинаковой мощности с генераторами обычного типа, где вращается только ротор, а статор неподвижен, что происходит благодаря увеличению результирующей скорости движения магнитной системы генератора относительно его обмотки, ведущему к увеличению удельной мощности генераторов.

Пластины статора и лопатки ротора верхнего блока установлены в направлении вращения ротора турбины и соединенного с ним ротора генератора по часовой стрелке, а пластины статора и лопатки ротора нижнего блока установлены в положении вращения ротора турбины и соединенного с ним статора генератора против часовой стрелки.

На рисунке 4.4 изображен схематический вид расположения блоков ВРТБ по обе стороны генератора.



1, 2 – нижний и верхний модули, 3 – проставка, 4 – генератор, 5 – монтажная платформа, 6, 7, 8 – опоры, 9 – колпак, 10 – солнечные преобразователи, 11 – солнечные преобразователи, 12 – электрогенератор, 13, 14, 15 – кронштейны солнечных преобразователей.

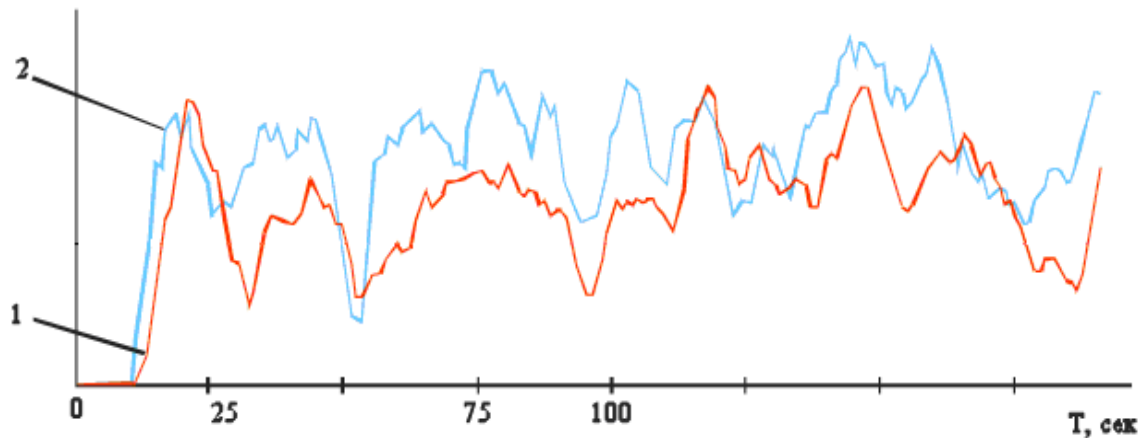
Рисунок 4.4 - Общий вид агрегата ВРТБ при наличии с каждой стороны генератора по одному блоку

Электрический генератор специальной конструкции и с особой схемой обмоток и способом размещения постоянных магнитов системы возбуждения располагается между блоками турбины.

С каждой стороны блоков установлены крышки, удерживающие пластины статора и подшипники, фиксирующие валы роторов в центре статоров, обеспечивающие свободное вращение ротора и конструктивное единство блоков.

ВРТБ устанавливаются вертикально на трубчатых стойках, опорах трех или четырехопорных основаниях, располагаемых на грунте или на фундаментах. Фотоэлектрические преобразователи монтируются непосредственно на данных опорах.

При изменении скорости ветра автоматически происходит изменение мощности и нагрузки генератора, так чтобы постоянно поддерживать оптимальную частоту вращения роторов блоков под нагрузкой на уровне 0,5 – 0,6 от частоты вращения на холостом ходу без нагрузки при конкретной скорости ветра. ВРТБ имеет высокие динамические характеристики, преобразует в электричества энергию порывов и пульсации, проходящих с одновременным изменением направления ветра (рисунок 4.5).



1 – Скоростная характеристика ветра; 2 – динамическая характеристика ВРТБ
 Рисунок 4.5 – Сравнительная характеристика

По графическим данным видно практически мгновенную реакцию на изменение скоростных характеристик воздушного потока, воспринимаемого установкой. ВРТБ воспринимают всю энергию ветра и преобразуют ее в электрическую, тем самым образуя высокий коэффициент использования энергии воздушного потока. На рисунке 4.6 представлена графическая зависимость мощности ВРТБ от скорости ветра.

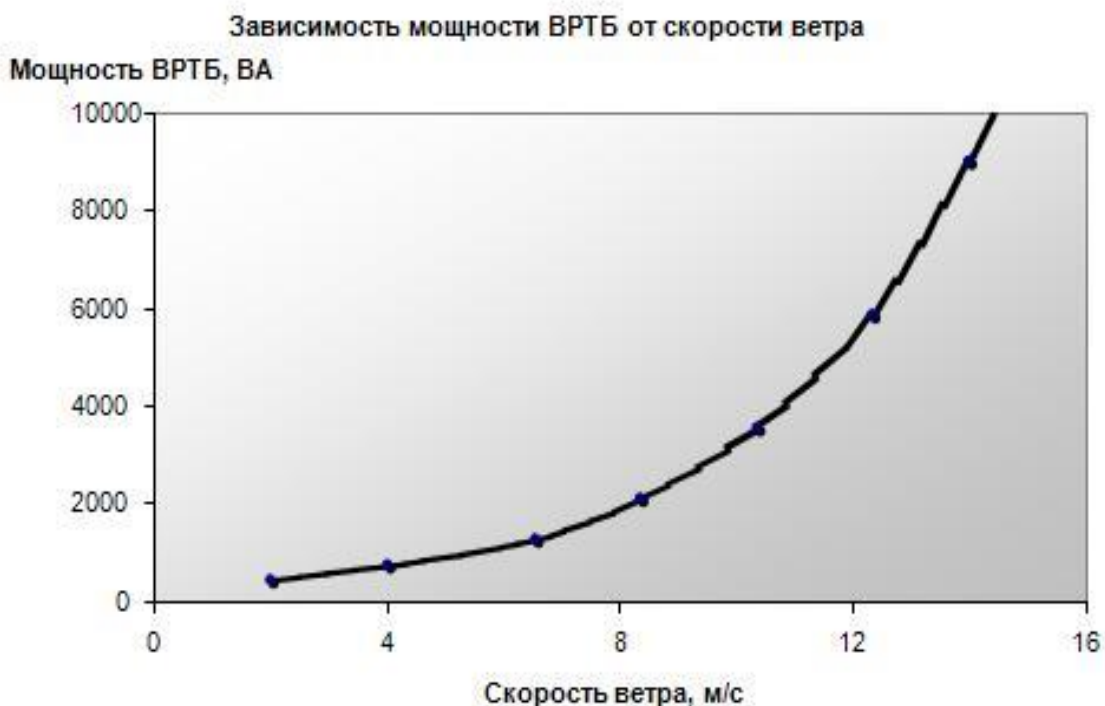


Рисунок 4.6 – График зависимости мощности ВРТБ от скорости ветра

Главным преимуществом конструкции ветроустановки является ее независимое "наведение на ветер". Ветросиловая часть принимает ветер с любой стороны автоматически без каких-либо настроечных операций и не

требует разворота станции при изменении направления ветра. Неограниченная скорость вращения ротора позволяет работать со всеми встречающимися ветрами, включая штормовые. Внутренняя аэродинамика модулей согласована с местными свойствами ветра, а количество установленных модулей определяется требуемой мощностью ветроэлектростанции. Ветросиловая часть станции сконструирована таким образом, что позволяет преобразовать с высоким КПД кинетическую энергию ветра в механическую энергию вращения вала и работоспособна в любом диапазоне встречающихся в природе ветров.

Установка отвечает как современным требованиям с точки зрения конструктивных решений, так и требованиям эргономики и эстетики. На рисунке 4.7 представлен внешний вид КЭС ВРТБ.



Рисунок 4.7 – Комплексная энергетическая система ВРТБ

Основными достоинствами КЭС ВРТБ являются:

- работает при скорости ветра от 3 м/с и выше без ограничений;
- расположение на уровне земли генератора, системы автоматики и др.
- работа при ветрах любого направления без каких-либо настроечных операций и возможность использования приземного ветра;
- увеличивающаяся устойчивость конструкции при повышении скорости вращения ротора за счет гироскопического эффекта;
- бесшумность работы;

- простота монтажа и технического обслуживания;
- быстрый ввод в эксплуатацию;
- модульный принцип строения;
- возможность автономной работы или параллельной работы с другими источниками энергии;
- абсолютно не требует наведения на ветер;
- надежность конструкции.
- сравнительно малая скорость вращения ротора (до 200 об/мин) увеличивает ресурс работы подшипников, интервал между смазкой движущихся поверхностей, общий ресурс работы;

Основные технические характеристики КЭС ВРТБ представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Технические характеристики КЭС ВРТБ

Эксплуатационные свойства турбины	
Номинальная скорость ветра	12,3 м/с
Стартовая скорость	2 м/с
Скорость отключения	нет
Физические параметры турбины	
Ометаемая площадь (4 модуля)	16 кв. м
Вес модуля	750 кг
Диапазон температур	(-40) ÷ (+40) °С
Уровень шума турбины	
При скорости ветра 8 м/с на расстоянии 3 м	<35 дБА
Генератор ВРТБ	
Тип	3-фазный на постоянных магнитах
Номинальное напряжение	100В АС
Номинальный ток	25 А
Номинальная скорость	125 об/мин
Максимальная скорость	250 об/мин
Диапазон температур	(-40) ÷ (+ 40) °С
Балансирующее зарядное устройство	
Мощность	3-8 кВт
Годовая производительность энергии	
Если 10÷40% в году скорость ветрового потока — номинальная	9980÷37450 кВА*ч
Выходные характеристики системы	
Напряжение, частота	220ВАС, 50Гц, синус

Одним из важных достоинств КЭС ВРТБ является ее синергетический эффект, который обеспечивается благодаря одновременной работе ветровой турбины ВРТБ, фотоэлектрических модулей и аккумуляторных батарей. Происходит взаимодополнение солнечной и ветровой энергии. При снижении солнечной активности основным источником энергии служит ветер и наоборот. За счет этого обеспечивается выработка энергии при практически любых погодных условиях.

Таким образом, для наиболее эффективного использования потенциала ветровой и солнечной энергии, для электроснабжения объекта используем комплексную энергетическую систему ВРТБ.

4.3 Выработка энергии КЭС ВРТБ

4.3.1 Выработка в зимний день

По полученным данным ветрового и солнечного потенциала определим какое количество электрической энергии будет производить выбранная нами КЭС ВРТБ.

Произведем расчет для среднего зимнего дня. Воспользовавшись данными по ветровому потенциалу Карагандинской области [6], выведем среднюю скорость ветра за каждый час рассматриваемого дня. Для определения мощности вырабатываемой фотоэлектрическими модулями, воспользуемся ранее рассчитанным потоком солнечной радиации.

Имея данные об ежечасных изменениях ветра в сутки, используя характеристику зависимости мощности ВРТБ от скорости ветра, определим количество вырабатываемой энергии при использовании ветровой установки и фотоэлектрических панелей.

Произведем расчет для одной установки ВРТБ мощностью 10 кВт.

Мощность вырабатываемая ветровым модулем рассчитывается следующим образом:

$$P_{\text{ВРТБ}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \cdot t \cdot F \cdot \eta, \quad (4.1)$$

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

V – скорость ветра;

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

F – площадь ометаемой поверхности;

η – КПД КЭС ВРТБ.

Расчет выработки электроэнергии КЭС ВРТБ за первый час суток:

$$P_{\text{ВРТБ}} = \frac{1}{2} \cdot 1,223 \cdot 12,83^3 \cdot 1 \cdot 16 \cdot 0,35 = 7,23 \text{ кВт.}$$

В комплектации КЭС ВРТБ имеются 24 фотоэлектрических модуля.

Расчет мощности вырабатываемой фотоэлектрическими модулями производим следующим образом:

$$W_{\text{ФЭП}} = R_h \cdot S_{\text{ФЭП}} \cdot \eta \cdot N / 1000, [\text{кВт}] \quad (4.2)$$

где R_h - поток солнечной радиации;
 $S_{\text{ФЭП}}$ - площадь фотоэлектрического модуля;
 η - коэффициент полезного действия;
 N - количество фотоэлектрических модулей.

Произведем расчет для первого часа солнечной активности:

$$W_{\text{ФЭП}} = 254,21 \cdot 1,649 \cdot 0,992 \cdot 0,16 \cdot 24 / 1000 = 1,59 \text{ кВт.}$$

Таким образом, суммарная мощность вырабатываемая КЭС будет равна:

$$W_{\text{КЭС}} = W_{\text{ВРТБ}} + W_{\text{ФЭП}}, \text{кВт} \quad (4.3)$$

Произведем расчет для выбранных суток, и результаты расчетов сведем в таблицу.

Таблица 4.2 – Выработка электроэнергии КЭС ВРТБ в зимние сутки

Время	Скорость ветра	Поток радиации	Мощность ВРТБ $W_{\text{ВРТБ}}$	Мощность ФЭП, $W_{\text{ФЭП}}$	Суммарная мощность, $W_{\text{КЭС}}$
0-1	12,83	0	7,23	0	7,23
1-2	12,1	0	6,07	0	6,07
2-3	10,2	0	3,63	0	3,63
3-4	9,26	0	2,72	0	2,72
4-5	9,82	0	3,24	0	3,24
5-6	9,65	0	3,08	0	3,08
6-7	8,3	0	1,96	0	1,96
7-8	6,72	0	1,04	0	1,04
8-9	6,65	254,21	1,01	1,59	2,60
9-10	4,22	473,71	0,26	2,97	3,23
10-11	3,26	628,52	0,12	3,9	4,07
11-12	3,56	697,52	0,15	3,38	3,54
12-13	4,32	671,27	0,28	3,2	3,49
13-14	3,32	553,36	0,13	3,4	3,60
14-15	4,65	359,89	0,34	2,2	2,60
15-16	4,12	117,28	0,24	0,7	0,98

Продолжение таблицы 4.2

16-17	4,79	0,76	0,38	0	0,38
17-18	5,26	0	0,50	0	0,50
18-19	7,35	0	1,36	0	1,36
19-20	7,83	0	1,64	0	1,64
20-21	7,43	0	1,40	0	1,40
21-22	10,2	0	3,63	0	3,63
22-23	10,65	0	4,14	0	4,14
23-24	12,55	0	6,77	0	6,77
Итого					72,9

На основе полученных данных построим график выработки в зимние сутки. График представлен на рисунке 4.8

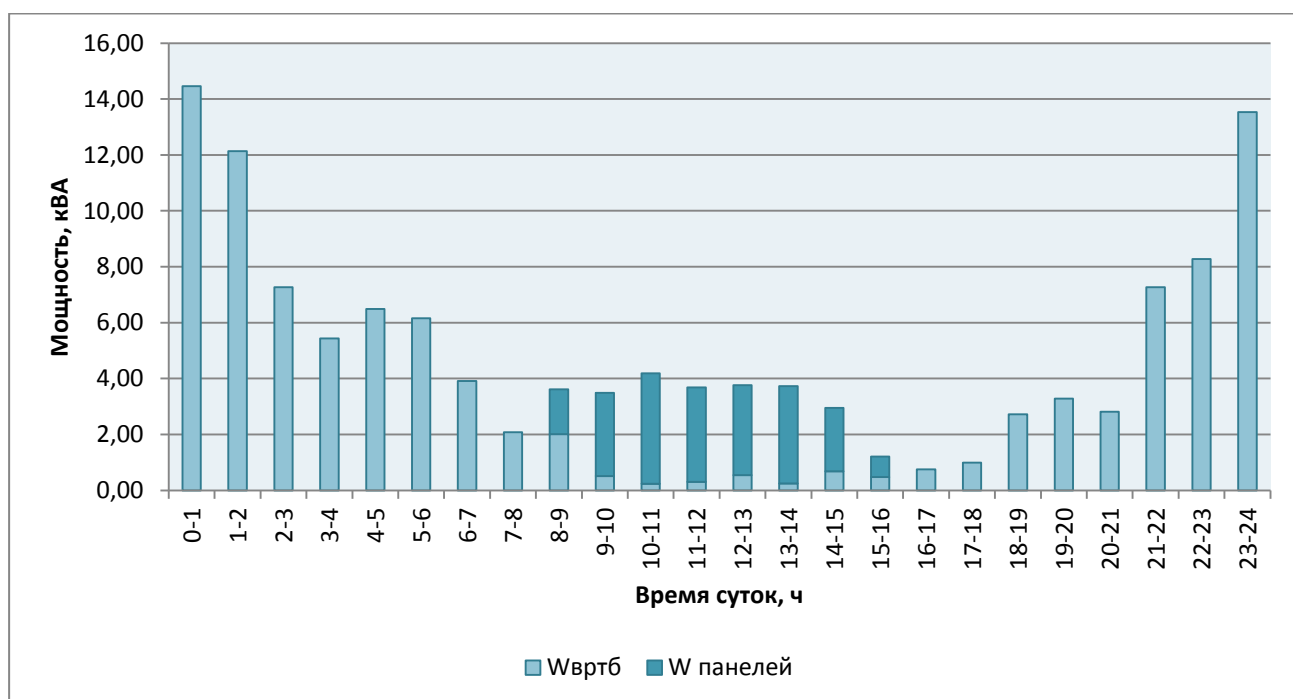


Рисунок 4.8 – График выработки электроэнергии в зимнее время

По полученным данным, при использовании одной КЭС ВРТБ мощностью 10 кВт выработка электрической энергии составляет 72,9 кВт·ч, а суммарное потребление в сутки составляет 115,46 кВт ч.

4.3.2 Выработка в летний день

Выработка электроэнергии КЭС ВРТБ в летний период несколько будет отличной по сравнению с выработкой в зимний период. Причиной тому является снижение средней скорости ветра в летний период времени, соответственно и снижается выработка ветроагрегата. Но в силу того, что в летний период поток солнечной радиации значительно выше, то применяемые фотоэлектрические панели будут компенсировать снижение выработки.

Определим количество энергии выбранной КЭС ВРТБ в летнее время суток. Для расчета воспользуемся данными по ветровому потенциалу Карагандинской области, который использовался ранее. Для расчетов берем изменения скорости ветра в среднестатистический летний день. По формулам 4.1, 4.2, 4.3 произведем расчет и результаты сведем в таблицу.

Таблица 4.3 – Выработка электроэнергии КЭС ВРТБ в летние сутки

Время	Скорость ветра	Поток радиации	Мощность ВРТБ $W_{ВРТБ}$	Мощность ФЭП, $W_{ФЭП}$	Суммарная мощность, $W_{КЭС}$
0-1	10,5	0	3,96	0	3,96
1-2	9,8	0	3,22	0	3,22
2-3	6,9	0	1,12	0	1,12
3-4	7,9	0	1,68	0	1,69
4-5	7,9	0	1,68	0	1,69
5-6	8,3	0	1,95	0	1,96
6-7	5,6	136,878	1,50	0,69	2,19
7-8	6,7	268,471	1,03	1,35	2,38
8-9	6,6	389,699	0,98	1,95	2,94
9-10	4,9	495,881	1,12	2,48	3,62
10-11	5,2	582,918	0,48	2,92	3,41
11-12	4,3	647,45	0,27	3,25	3,53
12-13	4,2	686,984	0,81	3,45	4,27
13-14	5,4	699,995	0,89	3,51	4,42
14-15	5,7	685,981	0,63	3,44	4,08
15-16	5,3	645,481	0,51	3,24	3,75
16-17	7,8	580,061	1,62	2,91	4,54
17-18	7,1	492,245	1,22	2,47	3,70
18-19	7,6	385,424	1,503	1,98	3,44
19-20	7,2	263,723	1,27	1,32	2,60
20-21	8,05	131,84	1,78	0	1,79
21-22	8,02	0,37716	1,76	0	1,77
22-23	9,5	0	2,93	0	2,94
23-24	10,3	0	3,74	0	3,74
Итого					72,7



Рисунок 4.9 - График выработки электроэнергии в летнее время

По полученным данным, выработка электроэнергии в летний период составила 72,7 кВт ч. и она практически меньше, по сравнению с зимним периодом. Таким образом, для расчета необходимого количества КЭС ВРТБ для покрытия суточных графиков примем выработку электроэнергии в летний период. По суточному графику нагрузки летнего дня, суточное потребление электроэнергии составляет 110,1 кВА.

$$N = \frac{W_{\text{потр}}}{W_{\text{ВРТБ}}} = \frac{110,1}{72,7} = 2.$$

Округляя до ближайшего целого значения, получаем, что к установке необходимо принять 2 КЭС ВРТБ мощностью 10 кВт.

Для оценки покрытия суточного графика вырабатываемой энергии двух установок, совместим суточные графики потребления с графиком выработки электроэнергии двумя КЭС ВРТБ в зимний и летний периоды соответственно. Результаты представлены на рисунках 4.10 и 4.11

При анализе графически данных видно, что вырабатываемая КЭС ВРТБ энергия не все время покрывает суточную потребность в электроэнергии. В пиковые часы, когда потребление наиболее максимально, мы видим недостаток энергии. Данные недостаток должны покрывать аккумуляторные батареи, которые резервируют электроэнергию в моменты, когда потребление минимально.

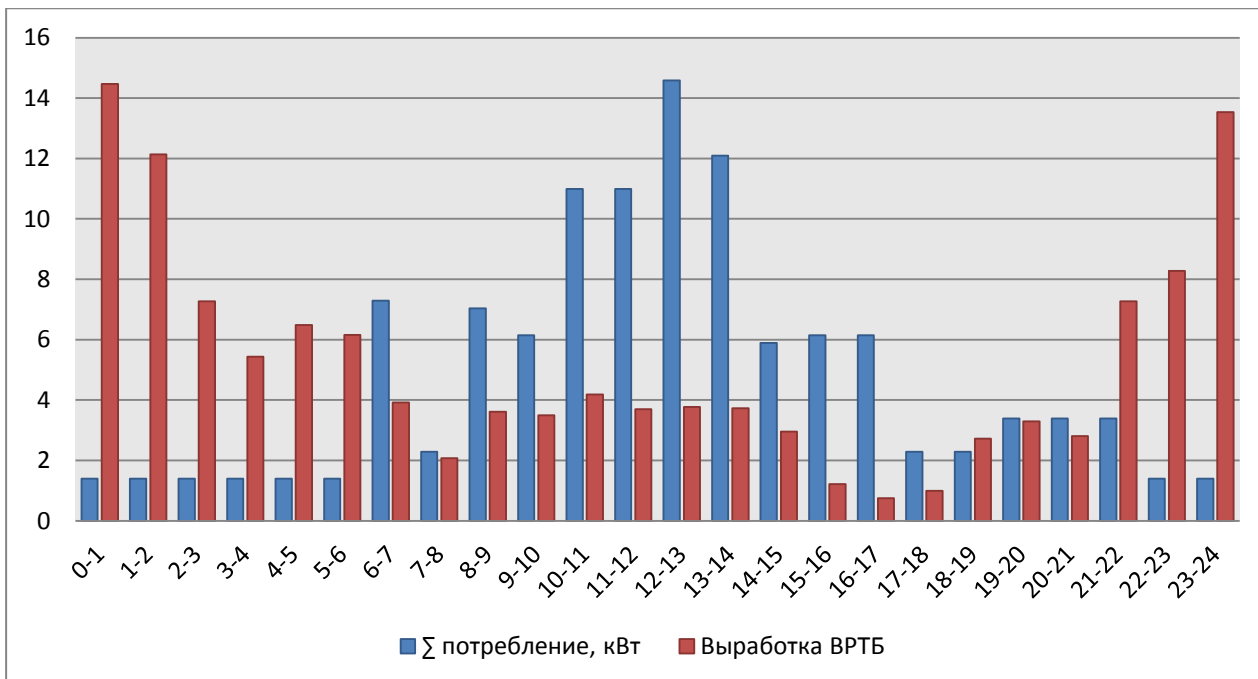


Рисунок 4.10 – График потребления и выработки для зимних суток

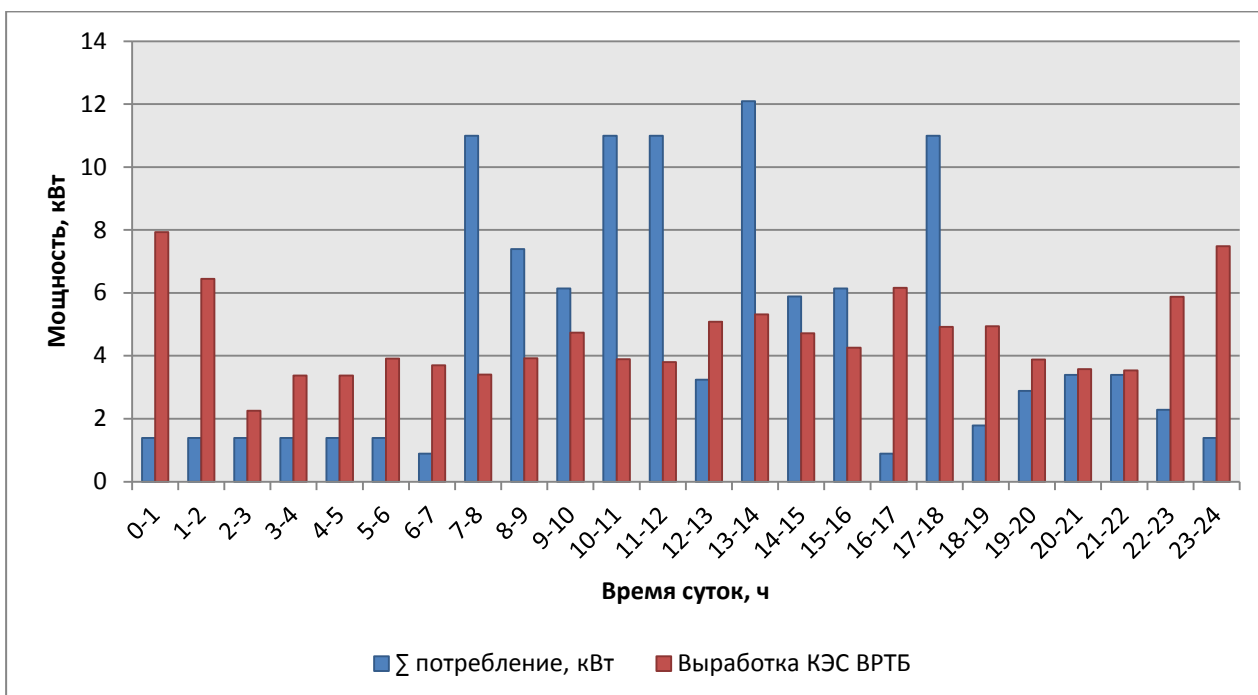


Рисунок 4.11 – График потребления и выработки для летних суток

4.4 Расчет количества аккумуляторных батарей

К установке примем аккумуляторные батареи Challenger G12-260, рассмотренные ранее в п. 3.4.

Для расчета количества требуемых к установке аккумуляторных батарей, примем данные потребления зимнего суточного графика, так как потребление в зимний период больше. Произведем анализ выработки

электроэнергии комплексной энергетической системой и потребления электроэнергии в сутки. Целью анализа будет являться определения количества необходимой энергии, которую должны будут выдавать аккумуляторные батареи. Сопоставим потребление с выработкой электрической энергии, в случае превышения значения потребления с выработкой, дефицит будет составлять разница значений. Результаты расчетов сведем в таблицу 4.4

Таблица 4.4 – Дефицит электрической энергии в сутки

Время суток, ч	Потребление, кВт ч	Выработка КЭС, кВт ч	Дефицит, кВт ч
0-1	1,39	14,46	-
1-2	1,39	12,13	-
2-3	1,39	7,27	-
3-4	1,39	5,44	-
4-5	1,39	6,49	-
5-6	1,39	6,15	-
6-7	7,29	3,92	3,37
7-8	2,29	2,08	0,21
8-9	7,04	3,61	3,43
9-10	6,14	3,49	2,65
10-11	10,99	4,19	6,80
11-12	10,99	3,69	7,30
12-13	14,59	3,77	10,82
13-14	12,09	3,73	8,36
14-15	5,89	2,95	2,94
15-16	6,14	1,22	4,92
16-17	6,14	0,75	5,39
17-18	2,29	1,00	1,29
18-19	2,29	2,72	-
19-20	3,39	3,29	0,10
20-21	3,39	2,81	0,58
21-22	3,39	7,27	-
22-23	1,39	8,27	-
23-24	1,39	13,54	-
Итого			57,46

Из полученных данных видно, что недостаток энергии приходится в основном на пиковые моменты потребления. Именно в эти моменты аккумуляторные батареи должны выдавать недостающую энергию, накопленную ранее. Таким образом, в аккумуляторных батареях необходимо зарезервировать 57,46 кВт ч.

Выбранные аккумуляторные батареи рассчитаны на глубину разряда в 80%, но подобный разряд значительно сокращает цикл жизни аккумуляторной батареи. Поэтому будем считать коэффициент отдачи батареи равным 1,5.

$$W_{\text{полн}} = 57,46 \cdot 1,5 \cdot 1000 = 86190 \text{ Вт} \cdot \text{ч}.$$

Далее разделим значение требуемой энергии в течении суток на напряжение аккумуляторных батарей, получится число Ампер-часов, которое необходимо для покрытия нагрузки переменного тока.

$$C_{\text{полн}} = \frac{86190}{12} = 7182,5 \text{ А} \cdot \text{ч}.$$

Определяем количество аккумуляторных батарей:

$$N = \frac{7182,5}{257} = 28 \text{ шт.}$$

Теперь необходимо рассчитать количество, напряжение, способ включения и тип аккумуляторов. При этом надо учитывать, что при параллельном включении аккумуляторов в цепь суммируется емкость (А/ч), а при последовательном напряжение (В).

4.5 Выбор инвертора

Инвертор – устройство, для преобразования постоянного тока аккумуляторных батарей, в переменный ток с изменением величины напряжения.

Для выбора требуемой мощности инвертора, необходимо определить количество требуемой энергии постоянного тока. В пиковые моменты потребление электроэнергии возрастает до 14,59 кВт.

Для покрытия данного потребления к установке примем два инвертора Xtender ХТН 8000-48. Основной областью применения – автономные системы электроснабжения с возобновляемыми источниками энергии (солнечными батареями, ветроустановками).

Основными функциональными особенностями являются:

- возможность соединения до 3-х устройств;
- синусоидальная форма выходного напряжения;

- высокая эффективность
- способность выдерживать трехкратные;
- возможность изменения выходной частоты в режиме инвертора в зависимости от напряжения на аккумуляторах.

Основные технические характеристики инвертора представлены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Основные технические характеристики

Параметр	Значение
Номинальное напряжение	48В
Входное напряжение	39-68 В
Номинальная мощность	8 кВА
Мах. мощность 30 мин, 25°С	9 кВА
Мах. мощность 5 сек, 25°С	20 кВА
КПД	96%
Собственное потребление	От 2 до 20 Вт
Напряжение на выходе	230 В (+/-2 % / 180 В ... 245 В)
Частота на выходе	50 / 45 ... 65 Гц +/- 0.05 %
Защита от перегрузки и короткого замыкания	автоматическое разъединение с двумя перезапусками

4.6 Выбор защитной аппаратуры и кабелей

Произведем выбор автоматического выключателя для распределительного шкафа. Технические данные всех электроприемников указаны в таблице

Таблица 4.6 - Состав нагрузки общий

№	Наименование	Кол-во	Установленная мощность		cosφ	K _и	S _р , кВА	I _н , А
			Одного ЭП, кВт	Суммар., кВт				
1	Скважинный насос	3	3	9	0,8	0,9	10,1	25,4
2	Лампа	20	0,05	1	1	0,9	0,9	2,26
3	Общее освещение	5	0,1	0,5	1	1	0,5	1,26
4	Телевизор	5	0,2	1	0,9	1	1,11	2,79
5	Холодильник	5	0,5	2,5	0,7	0,25	0,89	2,24

Продолжение таблицы 4.6

6	Электрочайник	5	2	10	1	0,25	2,5	6,28
7	Утюг	5	1	5	1	0,5	2,5	6,28
8	Водонагреватель	5	2	10	1	0,5	5	12,6
9	Электрическая плита	5	1,5	7,5	1	0,7	5,25	13,2
	Итого	58	10,35	46,5			28,8	72,3

Суммарная полная мощность:

$$S_{p \text{ щр}} = 28,8 \text{ кВА.}$$

Расчетный максимальный ток:

$$I_{p \text{ щр}} = \frac{S_{p \text{ щр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.4)$$

$$I_{p \text{ щр}} = \frac{28,8}{\sqrt{3} \cdot 0,23} = 72,3 \text{ А.}$$

Выберем распределительный шкаф ШР-11-73702-54У2.

$$I_{\text{н}} = 200 \text{ А} > I_{\text{р}} = 72,3 \text{ А.}$$

Далее произведем выбор кабеля для распределительного шкафа. Выбираем кабель АВВГ 3х25+1х16. Длительный допустимый ток для этого сечения равен 100А.

$$I_{\text{доп}} = 100 \text{ А} > I_{\text{р}} = 72,3 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, данный кабель проходит по условию нагрева.

Комплексная энергетическая система ВРТБ оснащена всей необходимой защитной аппаратурой, то в выборе нет необходимости.

Далее произведем выбор защитной аппаратуры непосредственно для потребителей, а именно жилых домов и скважинных насосов.

Так как состав электроприемников в каждом доме одинаковый, то выбор коммутационной аппаратуры на вводе дома произведем для нагрузки одного дома. В таблице 4.7 приведен состав нагрузки одного дома, с указанием перечня электроприемников, их установленной мощности, расчетной мощности, с учетом расчетных коэффициентов.

Таблица 4.7 - Состав нагрузки одного дома

№ ЭП	Наименование электроприемников	Установл. мощность P_H , кВт	Расчетные коэффициенты		Расчетная мощность		$I_{\text{длит}}$ А
			K_i	$\cos\varphi$	Активная	Полная	
1	Лампа	0,05	0,9	1	0,18	0,18	0,22
2	Телевизор	0,2	1	1	0,22	0,25	0,97
3	Холодильник	0,5	0,25	0,9	0,17	0,22	2,9
4	Электрочайник	2	0,25	0,75	0,5	0,5	8,7
5	Утюг	1	0,5	1	0,5	0,5	4,35
6	Водонагреватель аккумуляционный	2	0,5	1	1	1	8,7
7	Электрическая плита	1,5	0,7	1	1,05	1,05	6,52
	Итого	7,35			3,62	3,7	

Расчетную активную мощность (кВт) каждой группы электроприемников определяем по формуле [16]:

$$P_p = P_H \cdot K_{ис}, \quad (4.5)$$

где P_p - полная мощность электроприемника;
 $K_{ис}$ - коэффициент использования.

Полная мощность каждой группы электроприемников, кВА:

$$S = \frac{P_p}{\cos\varphi}. \quad (4.6)$$

Коэффициент мощности на вводе в доме:

$$\cos\varphi = \frac{\sum P_p}{\sum S}. \quad (4.7)$$

Расчетный ток на вводе в дом:

$$I_p = \frac{\sum P_p}{U \cdot \cos\varphi}, \quad (4.8)$$

где $\sum P_p$ - суммарная расчетная активная мощность одного дома.

$$I_p = \frac{3,62}{0,22 \cdot 0,9} = 18,3 \text{ A}.$$

Также необходимо учесть пусковые токи. Так как в составе нашей нагрузки пусковым током обладает только один электроприемник (холодильник), то его пусковой ток будет составлять:

$$I_{\text{пуск}} = I_p \cdot K_{\text{п}}, \quad (4.9)$$

где $K_{\text{п}}$ - коэффициент пуска электроприемника.

Коэффициент пуска электроприемника зависит от мощности и типа ЭП.

$K_{\text{п}}=5 \div 7$ легкий режим работы ($P_{\text{н}} < 10$ кВт);

$K_{\text{п}}=4 \div 5$ средний режим работы ($10 \text{ кВт} < P_{\text{н}} < 20 \text{ кВт}$);

$K_{\text{п}}=3 \div 4$ тяжелый режим работы ($P_{\text{н}} > 20$ кВт) [16].

$$I_{\text{пуск}} = 2,9 \cdot 5 = 14,5 \text{ A}.$$

Так как автоматические выключатель защищает группу электроприемников, то необходимо учесть наибольший кратный ток:

$$I_{\text{крат}} = I_{\text{пуск}} = I_p + (I_{\text{пуск наиб}} - I_{\text{ном наиб}}), \quad (4.10)$$

$$I_{\text{крат}} = 18,3 + (14,5 - 2,9) = 29,9 \text{ A}.$$

Для защиты электроприемников дома выбираем автоматические выключатели. Использование автоматических выключателей наиболее выгодно, так как использование предохранителей предполагает полную их замену при выходе последних из строя.

Выбор автоматического выключателя произведем по рабочему и пусковому токам.

По полученным данным выбираем автомат марки ВА47-29, с номинальным током 25А.

$$1) I_{\text{ном ав}} = 25 \text{ A} > I_{\text{н}} = 18,4 \text{ A};$$

$$2) I_{\text{ном расц.}} = 25 \text{ A} > I_{\text{н}} = 18,3 \text{ A};$$

$$3) I_{\text{сраб эл расц}} = 400 \text{ A} > 1,25 \cdot I_{\text{крат}} = 1,25 \cdot 29,9 = 37,37 \text{ A}.$$

Выбранный автоматический выключатель соответствует всем параметрам, таким образом, данный автоматический выключатель примем к установке на вводе каждого дома.

Далее выбираем автоматический выключатель для защиты скважинных насосов. В таблице 4.8 приведены основные технические данные скважинного насоса.

Таблица 4.8 – Технические данные ЭП

№ Э П	Наименование электро- приемников	Установ- ленная мощность $P_n, \text{кВт}$	Расчетные коэффи- циенты		Расчетная мощность $P_p, \text{кВт}$	$I_{\text{длит}}$ А	Коэф. пуска K_n	I_n
			K_n	$\cos \varphi$				
1	Скважинный насос	3	0,9	0,8	2,7	11,9	5	59,5

Расчетный ток, скважинного насоса определяем по формуле (4.8):

$$I_p = \frac{2,1}{0,22 \cdot 0,8} = 11,9 \text{ А}.$$

Так как насос оснащен электродвигателем, который обладает пусковым током, то также необходимо его учесть. По формуле (4.9) определяем пусковой ток скважинного насоса:

$$I_n = 11,9 \cdot 5 = 59,5 \text{ А}.$$

По полученным расчетным данным выбираем автомат марки ВА47-29 с номинальным током 16А.

- 1) $I_{\text{ном ав}} = 16 \text{ А} > I_n = 11,9 \text{ А};$
- 2) $I_{\text{ном расц}} = 16 \text{ А} > I_n = 11,9 \text{ А};$
- 3) $I_{\text{сраб эл расц}} = 200 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{крат}} = 1,25 \cdot 59,5 = 74,37 \text{ А}.$

Питание насосов будет осуществляться по кабельной линии. Выбор кабельной линии производится по условию нагрева.

Выбираем кабель АВВГ 3х1,5. Длительный допустимый ток для этого сечения равен 19А

$$I_{\text{доп}} = 19 \text{ А} > I_p = 11,9 \text{ А}.$$

Условие выполняется, следовательно, данный кабель проходит по условию нагрева.

Далее необходимо выбрать провод для питания домов. В настоящее время для линий электропередач напряжения до 1 кВ используются самонесущие изолированные провода, представляющие собой скрученные в жгут изолированные проводники. Первое присоединении будет для питания

жилых домов. Питания жилых домов будет осуществляться проводами типа СИП-1.

Выбор линии от ЩР для электроснабжения домов.

Суммарная расчетная мощность пяти домов будет составлять:

$$\sum P_p = P_p \cdot N, \quad (4.11)$$

где P_p – расчетная нагрузка одного дома;

N – количество домов.

$$\sum P_p = 3,62 \cdot 5 = 18,1 \text{ кВА.}$$

Рассчитаем рабочий ток:

$$I_p = \frac{18,1}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 27,53 \text{ А.}$$

По полученному значению тока выбираем провод СИП-1 3x16+1x25 с несущей алюминиевой жилой 16 мм². Длительно допустимый ток для этого сечения равен 75 А.

$$I_{\text{доп}} = 75 \text{ А} > I_p = 27,53 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, данный провод проходит по условию нагрева.

Для защиты провода, к ЩР устанавливаем автоматический выключатель.

Выбираем автомат марки ВА47-29 с номинальным током 50А.

1) $I_{\text{ном ав}} = 50 \text{ А} > I_n = 27,53 \text{ А};$

2) $I_{\text{ном расц}} = 50 \text{ А} > I_n = 27,53 \text{ А};$

3) $I_{\text{сраб эл расц}} = 200 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{\text{крат}} = 1,25 \cdot 27,53 = 34,4 \text{ А.}$

5 Экономическая часть

5.1 Цель разработки проекта

Целью разработки проекта является электроснабжение участка отгонного животноводства с использованием возобновляемых источников энергии. Электроснабжение объекта осуществляется с помощью автономной ветро-солнечной системы основным источником энергии которой являются два ветрогенератора и фотоэлектрические преобразователи в качестве дополнительного источника питания.

Описание объекта:

Исследуемое в данной дипломной работе чабанское хозяйство на отгоне находится в Нуринском районе Карагандинской области, в районе поселка Изенды. Пастбищные угодья расположены в сорока километрах от административного центра, поселка Киевка, юго-западнее города Астаны.

Нуринский район Карагандинской области обладает богатыми пастбищными угодьями и огромным потенциалом кормовой базы. Но в силу отсутствия водопоя для скота, животноводство значительно утратило свои позиции. На территории пастбищ проживают люди, обслуживающие чабанское хозяйство. Общее количество проживающих людей составляет 5 семей. Имеются пригодные для эксплуатации скважины, использования которых существенно повлияло на развитие животноводства района. Отсутствие электрической энергии значительно тормозит развитие региона и является серьезной проблемой. Таким образом, необходимость электрификации участка способствует социальному развитию участка и возрождению отгонного животноводства.

Необходимость осуществления данного проекта заключается в полном отсутствие электроснабжения на данном объекте так как объект удален от линии электропередач, и использование ЛЭП экономически не целесообразно. И главной альтернативой является использование возобновляемых источников энергии.

5.2 Определение капитальных вложений в строительство системы

Расчет капитальных вложений

Основными составляющими капитальных вложений на оборудование при автономном электроснабжении являются стоимость ветровой электростанции, стоимость аккумуляторной батареи, стоимости фотоэлектрических преобразователей, стоимости инвертора:

$$K_{OB} = K_{BЭС} + K_{ФЭП} + K_{AK} + K_{IB}, \quad (5.1)$$

где $K_{ВЭС}$ - капитальные затраты на ветроэнергетические установки;
 $K_{ФЭП}$ - капитальные затраты на ФЭП;
 $K_{АК}$ - капитальные затраты на аккумуляторные батареи;
 $K_{ИБ}$ - инвертора.

Затраты на приобретение ВЭС составят:

$$K_{ВЭС} = C_{ВЭС} \cdot n, \quad (5.2)$$

где n - количество ВЭУ;
 $C_{ВЭУ}$ - стоимость ВЭУ.

$$K_{ВЭС} = 2730 \cdot 2 = 5460 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на приобретение ФЭП составят:

$$K_{ФЭП} = C_{ФЭП} \cdot n, \quad (5.3)$$

где n - количество ФЭП;
 $C_{ФЭП}$ - стоимость ФЭП.

$$K_{ФЭП} = 70000 \cdot 24 = 1680 \text{ тыс. тг.}$$

Капитальные вложения на аккумуляторные батареи:

$$K_{АК} = C_{АК} \cdot n_{АК}, \quad (5.4)$$

где $C_{АК}$ - стоимость одной аккумуляторной батареи;
 $n_{АК}$ - количество аккумуляторных батарей.

$$K_{АК} = 83,1 \cdot 28 = 2325,6 \text{ тыс. тг.}$$

Капитальные вложения на приобретение инвертора:

$$K_{ИБ} = C_{ИБ} \cdot n_{ИБ}, \quad (5.5)$$

где $C_{ИБ}$ - стоимость одного инвертора;
 $n_{ИБ}$ - количество инверторов.

$$K_{ИБ} = 700 \cdot 1 = 700 \text{ тыс. тг.}$$

Тогда суммарные капитальные вложения на покупку оборудования составят:

$$K_{OB} = 5460 + 1680 + 2325,6 + 700 = 10165,6 \text{ тыс. тг.}$$

Издержки на материалы:

$$I_{MAT} = 0,1 \div 0,15 \cdot K_C \text{ тыс. тенге;} \quad (5.6)$$

$$I_{MAT} = 0,1 \cdot 10165,6 = 1016,5 \text{ тыс. тенге.}$$

Издержки на заработную плату

$$I_{ЗП} = \sum(H_i \cdot ЗП_i) \cdot 1,215 \cdot m, \quad (5.7)$$

где H_i – число рабочих i -го разряда в бригаде;

$ЗП_i$ – зарплата работников i -го разряда, млн. тенге;

m – срок строительства, месяц.

Для строительства комплексной энергетической системы потребуется рабочие. Строительство будет осуществляться ориентировочно две недели.

Таблица 5.1 – Расчет издержек на заработную плату рабочим

Квалификация	Разряд	Количество	ЗП ₁ , тыс.тенге	ΣЗП, тыс.тенге
Монтажник	III	2	60	120
Монтажник	IV	2	70	140
Сварщик	III	3	50	150
Наладчик	IV	1	100	100
Бригадир	V	1	100	100
Издержки на заработную плату работникам				610
Сроки проведения сборки и монтажа объекта				14 суток
Итого, млн. тенге				0,334

Капитальные вложения на монтаж оборудования рассчитывается по формуле:

$$K_{монт} = I_{MAT} + \Sigma I_{ЗП}; \quad (5.8)$$

$$K_{\text{монт}} = 1016,5 + 0,334 = 1016,834 \text{ тыс. тенге.}$$

Суммарные капитальные вложения:

$$K_{\Sigma} = K_c + K_{\text{монт}}; \quad (5.9)$$

$$K_{\Sigma} = 10165,6 + 1016,834 = 11182,434 \text{ тыс. тенге.}$$

Амортизация основных производственных фондов:

$$I_{AO} = 0,16 \cdot (K_c + K_{OBC}), \quad (5.10)$$

где K_{OBC} – обслуживание оборудования ВЭС, тыс тенге.

Стоимость обслуживания оборудования:

$$K_{OBC} = E_n \cdot K \text{ тыс. тенге,} \quad (5.11)$$

где K – капиталовложения для оборудования ВЭС, тыс. тенге;

E_n – издержки на обслуживание оборудования ВЭС, $E_n = 2\%$.

$$K_{OBC} = 0,02 \cdot 11182,434 = 223,6 \text{ тыс. тенге.}$$

Тогда амортизация основных производственных фондов составит

$$I_{AO} = 0,16 \cdot (11182,434 + 223,6) = 1824,97 \text{ тыс. тенге.}$$

Суммарные затраты на текущий ремонт

$$I_{TP} = 0,1 \div 0,15 \cdot (K_c + K_{OBC}) \text{ тыс. тенге;} \quad (5.12)$$

$$I_{TP} = 0,1 \cdot (11182,434 + 223,6) = 1140,6 \text{ тыс. тенге.}$$

Общепроизводственные расходы составят:

$$I_{OBS} = 0,2 \cdot (223,6 + 1824,97 + 1140,6) = 637,83 \text{ тыс. тенге.}$$

Расчет инвестиций в данный проект

$$I_o = 11182,434 + 637,83 = 11820,26 \text{ тыс. тенге.}$$

5.3 Показатели финансовой эффективности

Рассчитаем показатели финансовой эффективности для инвестиционного проекта по развертыванию электроснабжения исследуемого объекта.

Показатель чистого приведенного дохода (Net Present Value, NPV) сопоставляет величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозируемого периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Так как приток денежных средств распределяется во времени, происходит его дисконтирование с помощью коэффициента r . Коэффициент r устанавливается, исходя из цены инвестированного капитала.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта - важнейший критерий, по которому судится целесообразность инвестирования в проект. Для определения чистой приведенной стоимости требуется спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени.

Рассчитаем чистую приведенную стоимость (NPV):

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \quad (5.13)$$

где CF – денежный поток;
 r - ставка дисконтирования;
 n - количество лет;
 I_0 – инвестиции.

Так как проект рассчитывается в условиях сельско-хозяйственной местности, ставку дисконтирования примем 6%.

$$CF = A + P, \quad (5.14)$$

где A – амортизация оборудования;
 P – прибыль от производства.

Так как посчитать прибыль от производства невозможно, ввиду отсутствия данных, то денежный поток будет равен амортизационным издержкам.

$$CF = A; \quad (5.15)$$

$$CF = 1824,97 \text{ тыс. тенге}$$

Рассчитаем накопленную величину дисконтированных доходов (PV):

$$PV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} , \quad (5.16)$$

где CF – денежный поток;

r - ставка дисконтирования;

n - количество лет.

Рассчитаем внутреннюю норму доходности (IRR) — это процентная ставка, при которой чистая приведённая стоимость (NPV) равна нулю.

Внутренняя норма доходности равна 10,49%, что превышает ставку дисконтирования в 6%, следовательно, проект можно принять.

По таблице 5.2 видно, что срок окупаемости с учетом дисконтирования составляет около 8 лет, что говорит о малоэффективности проекта.

Произведем расчет и результаты занесем в таблицу 5.2

Таблица 5.2 – Расчет показателей финансовой эффективности

Ставка дисконтирования 6%			
Год	Денежный поток (млн. тенге)	Инвестиции (млн. тенге)	Нарастающий дисконтированный денежный поток (млн. тенге)
0		-11,82	
1	1,75	0	-10,07
2	1,69	0	-8,38
3	1,62	0	-6,76
4	1,56	0	-5,20
5	1,50	0	-3,70
6	1,44	0	-2,25
7	1,39	0	-0,87
8	1,33	0	0,47
9	1,28	0	1,75
10	1,23	0	2,98
11	1,19	0	4,17
12	1,14	0	5,31
13	1,10	0	6,40
Чистая приведенная стоимость 0,42 млн. тенге			
Внутренняя норма доходности 10,49%			
Накопленная величина дисконтированных доходов 12,28млн. тенге.			

Расчёты, приведенные в таблице 5.2, показывают, что накопленная величина дисконтированных доходов составляет 12,28 тыс. тенге.

Рассчитаем индекс рентабельности инвестиций (PI):

$$PI = \sum_k \frac{CF}{(1+r)^k} / IC, \quad (5.17)$$

где CF – денежный поток;
r - ставка дисконтирования);
n - количество лет;
IC – инвестиции.

$$PI = \frac{12,28}{11,82} = 1,03.$$

Расчёты показывают, что индекс рентабельности инвестиций больше единицы, значит, его следует принять.

Логика критерия индекс рентабельности инвестиций - он характеризует доход на единицу затрат. В данном случае на один затраченный тенге приходится 1,03 тенге дохода.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Оценка влияния ветроустановок на окружающую среду

На сегодняшний день, распространено мнение что выработка электроэнергии за счет возобновляемых источников является абсолютно экологически чистым вариантом. Но данное мнение не совсем правильное, так как эти источники энергии обладают совершенно иным спектром воздействия на окружающую среду по сравнению с традиционными энергоустановками. К тому же определенные виды экологического воздействия возобновляемых источников энергии на окружающую среду не ясны до настоящего времени, особенно во временном аспекте, а потому изучены и разработаны еще в меньшей степени, чем технические вопросы использования этих источников. Ветроустановки оказывают различное влияние на окружающую среду. Основные факторы и некоторые методы их устранения указаны в таблице 5.1

Одним из наиболее важных факторов влияния ВЭС на окружающую среду является акустическое воздействие. В зарубежной практике произведено значительное количество исследований и реальных измерений уровня и частоты шума для различных ВЭУ с ветроколесами, отличающимися конструкцией, материалами, высотой над землей, и для различных природных условий (скорость и направление ветра, подстилающая поверхность и т.д.).

Акустические воздействия от ВЭУ имеют разную природу и классифицируются на механические (шум от редукторов, подшипников и генераторов) и аэродинамические воздействия. Аэродинамические воздействия, в свою очередь, могут быть низкочастотными и высокочастотными. Они вызываются вращением рабочего колеса и определяются следующими явлениями: образованием разряжения за ротором или ветроколесом с устремлением воздушных потоков в определенную точку схода турбулентных потоков; пульсацией подъемной силы на профиле лопасти; взаимодействием турбулентного пограничного слоя с задней кромкой лопасти.

Таблица 6.1 - Влияние ветроустановок на окружающую среду

Факторы воздействия	Методы устранения
I. Изъятие земельных ресурсов, изменение свойств почвенного слоя	Размещение ВЭУ на неиспользуемых землях; Оптимизация размещения – минимизация расхода земли; Целенаправленный учет изменений свойств почвенного слоя; Компенсационные расчеты с землепользователями;

Продолжение таблицы 6.1

II. Акустическое воздействие (шумовые эффекты)	Изменение числа оборотов ветроколеса (ВК); Изменение форм лопасти ВК; Удаление ВЭУ от объектов социальной инфраструктуры;
III. Влияние на ландшафт и его восприятие	Учет особенностей ландшафта при размещении ВЭУ; Рекреационное использование ВЭУ; Изыскание различных форм опорных конструкций, окраски и т.д.
IV. Электромагнитное излучение, телевидение и радиосвязь	Сооружение ретрансляторов; Замена материалов лопастей ВК; Внедрение специальной аппаратуры в конструкцию ВЭУ; Удаление от коммуникаций
V. Аварийные ситуации, опасность поломки и отлета поврежденных частей ВК	Расчет вероятности поломок ветроколеса, траектории и дальности отлета; Оценка надежности безаварийной работы ВЭУ; Зонирование производства вокруг ВЭУ;
VI. Факторы, улучшающие экологическую ситуацию	Уменьшение силы ветра; Снижение ветровой эрозии почв; Уменьшение ветров с акваторий водоемов и водохранилищ;

6.2 Защита от шума

В разработанной системе электроснабжения используется комплексная энергетическая установка ВРТБ, которая в свою очередь является источником следующих видов шумов: механический (удары и колебания отдельных деталей, а также оборудования в целом) и аэродинамический (шум воздуха). В результате воздействия шума у человека, в процессе труда, могут возникнуть различные психические нарушения, сердечнососудистые расстройства, желудочно-кишечные и кожные нарушения [17].

Различные исследования воздействия шума на организм человека показали, что при длительном воздействии шума и вибрации на организм человека происходят нежелательные явления: снижение остроты зрения, слуха, повышается кровяное давление, снижается внимание. Сильные,

продолжительные воздействия шума и вибрации могут быть причиной функциональных изменений сердечно-сосудистой и нервной систем.

6.2.1 Уровень допустимых звуковых давлений для жилых зон

Нормируемыми параметрами непостоянного (прерывистого, колеблющегося во времени) шума являются эквивалентные уровни звукового давления $L_{экв}$, дБ, а также максимальные уровни звукового давления $L_{макс}$, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000 и 8000 Гц.

Допустимо использовать эквивалентные уровни звука $L_{Аэкв}$, дБА, и максимальные уровни звука $L_{Амакс}$, дБА. Шум считают нормируемых пределах, в том случае, когда он как по эквивалентному, так и по максимальному уровню не превышает установленные нормативные значения. Так как ветроустановка располагается рядом с жилыми домами, то необходимо учитывать уровень допустимых звуковых давлений для территории непосредственно прилегающей к жилым домам. Уровень допустимых звуковых давлений указан в таблице 6.2 [18].

Таблица 6.2 - Уровень допустимых звуковых давлений

Назначение помещений или территорий	Время суток	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления) L, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука L_A (эквивалентный уровень звука $L_{Аэкв}$), дБА	Макс. уровень звука $L_{Амакс}$, дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Территории непосредственно прилегающие к жилым домам	С 7 до 23 ч.	90	75	66	59	54	50	47	45	44	55	70
	С 23 до 7ч.	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45	60

6.2.2 Определение целесообразности шумозащитных мер

Как указывалось ранее, рассматриваемая ветроэнергетическая установка ВРТБ производит два вида шума: механический и аэродинамический. Шумовые характеристики для ВЭУ разных мощностей представлены в таблице 6.3

Среднегодовая скорость ветра в районе размещения ветроэнергетической установки составляет 8 м/с.

Из исходных данных видно, что уровень шума ветрогенератора этой мощности при данной скорости ветра составит примерно 40,4 дБ

Таблица 6.3 - 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

Из исходных данных мы видим, что уровень шума ветрогенератора этой мощности при данной скорости ветра составит примерно 40,4 дБ.

6.2.3 Расчет шума

Таблица 6.4 - Нормируемые уровни звукового давления

v	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_p	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6
L_n	90	75	66	59	54	50	47	45
	83	67	57	49	44	40	37	35

где L_p – уровень звукового давления на рабочем месте;

L_n – допустимый уровень звукового давления для рабочего места.

Расчет шума в зоне прямого звука производится по формуле

$$L = L_p + 10 \lg \frac{\chi \Phi}{s}, \quad (6.1)$$

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

χ - коэффициент, учитывающий влияние ближнего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения расстояния r в метрах между акустическим центром источника и расчетной точкой к максимальным габаритным размерам l_{max} в м источника шума по графику на рисунке 6.1

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.

L – октавный уровень звукового давления в расчетной точке;

L_H – допустимый уровень звукового давления для рабочего места.

Величина $\frac{r_i}{l_{\max}} = \frac{15}{5} = 3 \Rightarrow$ принимаем $\chi = 1$;

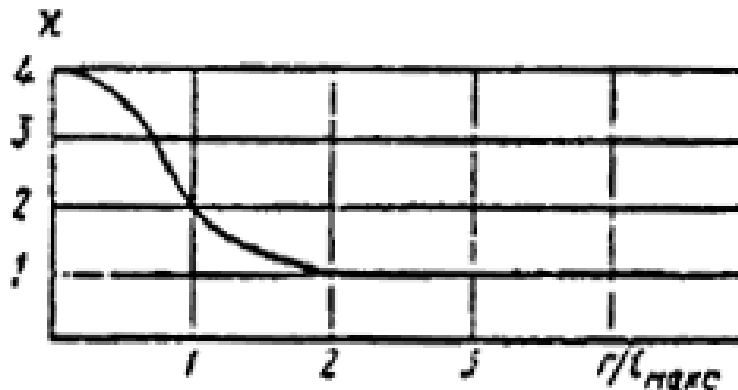


Рисунок 6.1 - График для определения коэффициента χ в зависимости от отношения r к максимальному линейному размеру источника шума l_{\max}

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

Произведем расчет для расстояния $r=5$ м.

$$S = 4 \cdot 3,14 \cdot 5^2 = 314;$$

$$\chi = 1; \Phi = 1;$$

$$L = 35,6 + 10 \lg \frac{1}{314} = 23,87 \text{ дБ.}$$

Результаты расчета занесем в таблицу 6.5

Таблица 6.5 - Результаты расчета

ν	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
L_H , дБ	96,00	83,00	74,00	68,00	63,00	60,00	57,00	55,00
L(4м)	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
L(5м)	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
L(8м)	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41
L(10м)	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88	5,88
L(15м)	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38

По результатам расчетов видно, что шум, который издает ВРТБ ниже допустимого уровня шума для объекта и соответственно нет необходимости применять шумозащитные меры.

6.3 Разработка сети зануления низковольтного оборудования

Электроснабжение участка осуществляется от сети напряжение 220 В и частотой 50 Гц с использованием автоматов токовой защиты. Самый удаленный электроприемник – скважинный насос (мощность 2,1 кВт). Его питание осуществляется от ЩР-1, с использованием кабеля АВВГ-(3х1,5) (длина $L_1=50\text{м}$). Распределительный щит ЩР-1 запитан от комплексной энергетической системы ВРТБ с помощью кабеля АВВГ-(3х25)+(1х4) (длина $L_2=10\text{м}$).

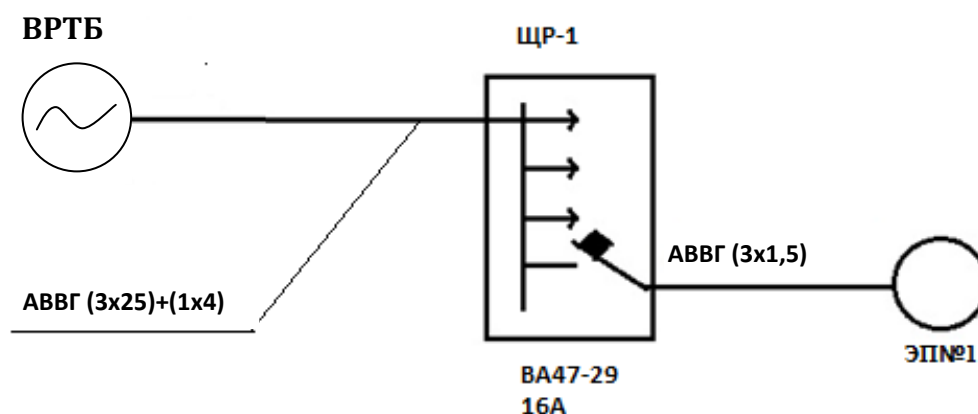


Рисунок 6.2 - Схема замещения

Определим токи нагрузки и выбор аппаратов защиты:

$$I_p = \frac{P}{U_H \cdot \cos \varphi}; \quad (6.2)$$

$$I_p = \frac{2,1}{0,22 \cdot 0,8} = 11,9 \text{ A};$$

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{п}} \cdot I_p; \quad (6.3)$$

$$I_{\text{пуск}} = 5 \cdot 11,9 = 59,5 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА47-29 (16А).

$$I_{\text{Н авт.выкл.}} = 16 \text{ A} > I_p = 11,9 \text{ A};$$

$$I_{Н\text{ пл.вст.}} = 25 \text{ A} > I_p = 11,9 \text{ A}.$$

Определим полное сопротивление элементов цепи:

а) сопротивление трансформатора для группы соединения

$$\Delta/Y_0 - 11: Z_T = 27 \text{ мОм};$$

б) сопротивление кабельной линии от ЩР-1 до ЭП-1 (АВВГ(3х1,5) L₁=50м):

$$Z_{пф-0} = 18,4 \text{ Ом/км};$$

$$Z_{кЛ-1} = Z_{пф-0} \cdot L_1 = 18,4 \cdot 0,05 = 0,92 \text{ Ом}.$$

в) сопротивление кабельной линии от ТП до ЩР-1 (АВВГ(3х25)+(1х4) L₂=10м):

$$Z_{пф-0} = 15,3 \text{ Ом/км}.$$

$$Z_{кЛ-2} = Z_{пф-0} \cdot L_2 = 15,3 \cdot 0,01 = 0,153 \text{ Ом}.$$

Определим токи КЗ:

$$I_{k1} = \frac{U_\phi}{Z_T/3 + Z_{кЛ-1} + Z_{кЛ-2}} = \frac{220}{0,027/3 + 0,92 + 0,153} = 0,2203 \text{ кА};$$

$$I_{k2} = \frac{U_\phi}{Z_m \cdot /3 + Z_{кЛ-2}} = \frac{220}{0,027/3 + 0,153} = 1,358 \text{ кА}.$$

Далее определим кратность тока:

$$\frac{I_{k1}}{I_{нАвт}} = \frac{203,3}{25} = 8,132;$$

$$\frac{I_{k2}}{I_{нАвт}} = \frac{1358}{25} = 54,32.$$

условие $I_{кз} \geq 1,24 I_{н.}$

$$0,2033 \text{ кА} > 1,25 \cdot 25 = 31,25 \text{ А};$$

$$1,358 \text{ кА} > 1,25 \cdot 25 = 31,25 \text{ А}.$$

Условие выполняется, следовательно, автоматический выключатель сработает в случае короткого замыкания.

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

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{k1} = I_{k1} \cdot R_{KL-1} = 203,3 \cdot 0,35 = 71 \text{ В};$$

$$R_{KL-1} = \frac{\rho \cdot l}{s} = \frac{0,028 \cdot 50}{4} = 0,35 \text{ Ом},$$

где ρ -удельное сопротивление алюминиевой жилы принимается равной $0,028 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$;

S- сечение жилы, мм^2 ;

L- длина проводника, м.

$$U_{k2} = I_{k2} \cdot R_{KL-2} = 1358 \cdot 0,046 = 62,5 \text{ В};$$

$$R_{KL-2} = \frac{\rho \cdot l}{s} = \frac{0,028 \cdot 10}{6} = 0,046 \text{ Ом}.$$

Ток, проходящий через тело человека, равен

$$I_{h1} = \frac{U_{k1}}{R_h} = \frac{71}{1000} = 71 \text{ мА};$$

$$I_{h2} = \frac{U_{k2}}{R_h} = \frac{62,5}{1000} = 62,5 \text{ мА}.$$

Такие величины тока являются допустимыми при времени воздействия 0,2 секунды, т.е. время срабатывания автоматического выключателя не превышает допустимых величин.

6.4 Молниезащита объекта

Расположение ветроэнергетической установке на открытой местности предполагает обязательную защиту от атмосферных перенапряжений.

Фактическую основу защиты элементов электрических установок от атмосферных перенапряжений и, соответственно, от поражения прямыми ударами молнии составляет устройство молниеотводов, то есть хорошо

заземленных проводников, располагаемых выше, чем защищаемые элементы электрической установки:

- вертикально-осевая ветроэнергетическая турбина;
- фотоэлектрический модуль и распределительный пункт, в котором расположено основное электрическое оборудование и аккумуляторные батареи.

Для приема электростатического заряда молнии и отвода ее токов в землю служат специальные части молниезащиты-молниеотводы, которые состоят из несущей части (опоры), молниеприемника, токоотвода и заземлителя.

По конструкции молниеотводы бывают:

- одиночны стержневой;
- двойной стержневой - два стержневых молниеотвода, расположенных по разные стороны защищаемого объекта;
- тросовый – представляет собой стальной трос, натянутый между двойными стержневыми молниеотводами;
- молниеприемная сетка - укладывается на неметаллическую кровлю

При выполнении молниезащиты необходимо учитывать следующее: для повышения безопасности людей и животных необходимо заземлители молниеотводов размещать в редко посещаемых местах, в удалении на 5 м и более от проезжих и пешеходных дорог; для исключения заноса высоких электрических потенциалов в защищаемые объекты по подземным коммуникациям, необходимо размещать заземлители и токоотводы к ним на достаточном расстоянии от этих коммуникаций, для исключения перекрытия разряда от молниеприемника на достаточном расстоянии от элементов объекта.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h представляет собой круговой конус, вершина которого находится на высоте $h_0 < h$. На уровне земли зона защиты образует круг радиусом r_0 . Горизонтальное сечение зоны защиты на высоте защищаемого сооружения h_x представляет собой круг радиусом r_k

Размеры ВЭУ:

$h_x = 10$ м;

Площадь 5х5 м;

Произведем расчет одиночного стержневого защитного молниеотвода для ветроустановки:

$$r_k = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right), \quad (6.4)$$

где h - высота стержня;

h_x - высота сооружения;

$$h_0 = 0,92 \cdot h. \quad (6.5)$$

Радиус зоны защиты определяется следующим образом:

$$r_0 = 1,5 \cdot h_0, \quad (6.6)$$

где h_0 - высота перелома, образующей конуса.

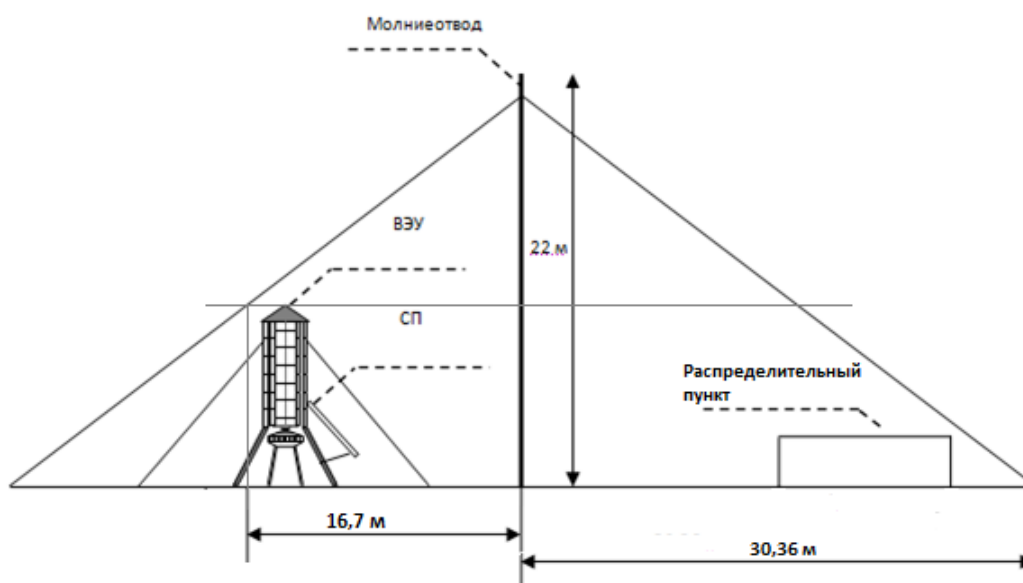
Высоту стержня примем равную $h = 22$ м;

$$h_0 = 0,92 \cdot 22 = 20,24;$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 20,24 = 30,36 \text{ м};$$

$$r_k = 1,5 \cdot \left(22 - \frac{10}{0,92} \right) = 16,7 \text{ м}.$$

По результатам расчёта производим необходимые построения очертаний зоны защиты.



СП – солнечная панель; ВЭУ - ветроэнергетическая установка
Рисунок 6.3 - Молниезащитная зона

Защитные свойства стержневого молниеотвода характеризуется зоной защиты, под которой понимают пространство вокруг молниеотвода, где поражение защищаемого объекта атмосферными разрядами маловероятно.

Таким образом, при высоте молниеотводов разной 22 м, данная комплексная энергетическая установка будет находиться в защитной зоне.

Заключение

В данном дипломном проекте был рассмотрен вариант электроснабжения участка отгонного животноводства, находящегося в Нуринском районе Карагандинской области, с использованием ветровой и солнечной энергии.

В работе был произведен расчет нагрузки исследуемого объекта, и составлены суточные графики нагрузок. Далее, рассчитанные потенциалы солнечной и ветровой энергии района, показали целесообразность использования данных источников для преобразования в электрическую энергию. Соответственно, для электроснабжения объекта были рассмотрены два варианта: при использовании фотоэлектрических преобразователей и при использовании комбинированной системы ветер-солнце. По произведенным расчетам использование только фотоэлектрических преобразователей является не только менее надежным, но и малоэффективным вариантом. Следовательно, для повышения надежности автономных объектов при питании от возобновляемых источников энергии следует применять комплексную работу солнечных преобразователей и ветрогенераторов. Анализ основных типов ветрогенераторов, произведенный в работе показал, что для ветровых условий Казахстана, которые характеризуются многовекторной розой ветров, наиболее эффективно применение ветрогенераторов с вертикальной осью вращения.

Таким образом, для электроснабжения выбранного объекта, наиболее эффективной является комплексная энергетическая система ВРТЬ, обладающая синергетическим эффектом. Данная система является полностью автономной. Энергия производимая вертикально-осевым ветрогенератором, а также солнечными фотоэлектрическими модулями находящимися в составе комплексной системы идет на электроснабжение потребителей и зарядку аккумуляторных батарей, которые обеспечивают резервирование питания.

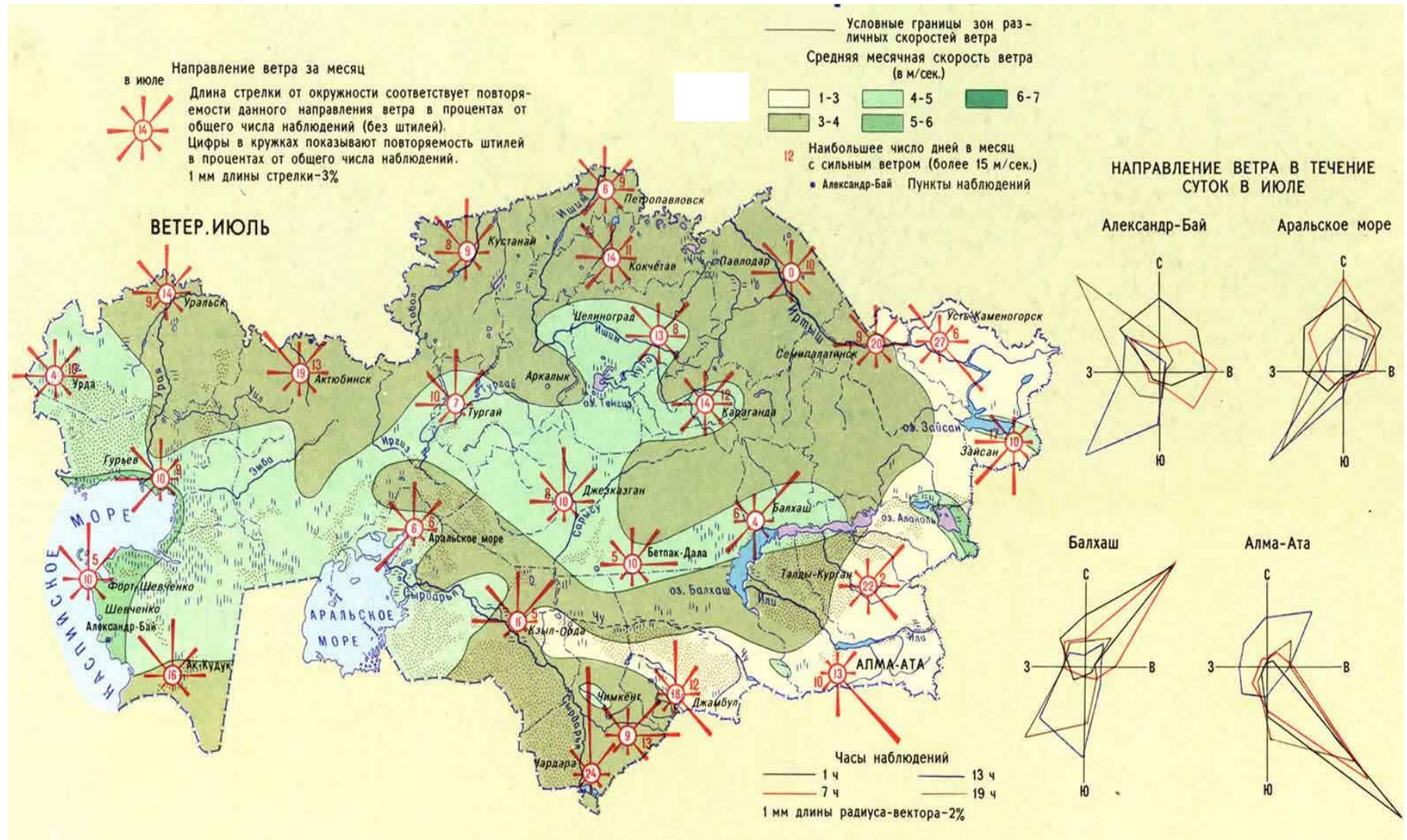
В итоге, следует сделать вывод, что комплексное использование возобновляемых источников энергии является наиболее актуальным и перспективным решением проблемы электроснабжения удаленных сельских районов.

Список литературы

1. Будзко И.А., Гессен В.Ю., Левин М. С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. – М.: «Колос»,1975.
2. Возобновляемые источники электроэнергии. Учебное пособие. Б.В. Лукутин. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
3. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учебное пособие. Р.В. Городов, В.Е. Губин, А.С. Матвеев. Томск: Изд-во Томского политехнического университета,2009.
4. Нетрадиционные и возобновляемые источники электроэнергии: Учебное пособие Болотов А.В. АУЭС. Алматы, 2011.-79с.
5. 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.
6. Ветроэнергетика в Казахстане (архив проекта ПРООН/ГЕФ). База данных по ветропотенциалу. <http://www.windenergy.kz>
7. Интернет сайт ТОО «Astana Solar» <http://www.astanasolar.kz>
8. Интернет ресурс: <http://www.realsolar.ru>
9. Интернет сайт ТОО «ЭкоЭнергоМаш» <http://www.wrtb.kz>
10. Фатеев Е.М. Ветродвигатели и ветроустановки. – Государственное издательство сельскохозяйственной литературы, М.:1949.-544 с.
11. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. – Харьков «ХАИ», 2003.
12. Матвеев В., Возобновляемые источники энергии. Энергия солнца, биомассы, ветра, воды: Энергетические технологии и установки. Алматы: Бастау, 2009.- 104с.
13. Алхасов, А.Б. Возобновляемые источники энергии: учебное пособие М.: МЭИ, 2011.- 272с.
14. Сибикин, Ю.Д. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии: учеб.изд. / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин.- М.: РадиоСофт, 2008.- 228с.
15. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. А.В.Болотов, К.А.Бакенов. Конспект лекций для студ.всех форм обучения. Алматы: АИЭС, 2007.- 39с.
16. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для проф. Учебных заведений. М.: Высшая школа,2001.
- 17.Ф.Р.Жандаулетова, А.С.Бегимбетова. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к выполнению раздела "Защита от производственного шума". Алматы: АИЭС, 2009.- 34с
18. СНиП 23-03-2003.Защита от шума: Госстрой России.- СПб.: ДЕАН, 2004.- 80с.

Приложение А

Карта повторяемости направления ветра



E8 =2/15*ГРАДУСЫ(ACOS(-TAN(РАДИАНЫ(49))*TAN(РАДИАНЫ(D8))))																				
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Годовой потенциал																			
2			№ ср. дня	δ	Tс	Tа														
3	1	январь	15	-21,2695	8,45295	8,773525	31	3756,55	116453,1		месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	2	февраль	45	-13,6198	9,842129	8,078936	28	4364,03	122192,8		число дней в месяце	31	28	31	30	31	30	31	31	30
5	3	март	74	-2,81888	11,56705	7,216474	31	5147,66	159577,4		Средний день	15.январь	14.фев.	15.мар	15.апр	15.май	15.июн	15.июл	15.авг	15.сен
6	4	апрель	105	9,414893	13,4662	7,266898	30	5995,11	179853,3		N среднего дня	15	45	74	105	135	166	196	227	258
7	5	май	135	18,79192	15,07252	6,46374	31	6687,19	207302,7		δt (дент промежутков)	15	30	29	31	30	31	30	31	31
8	6	июнь	166	23,31441	15,96274	6,018631	30	7093,41	212802,3		Э, Вт·ч/м2 месяц	116453,1	122192,8	159577,4	179853,3	207302,7	212802,3	215280,3	195557,8	164688,4
9	7	июль	196	21,51734	15,59617	6,201913	31	6944,52	215280,3		Σ	1945683,1								
10	8	август	227	13,78356	14,1856	6,907199	31	6308,32	195557,8											
11	9	сентябрь	258	2,216887	12,34031	7,829843	30	5489,61	164688,4											
12	10	октябрь	288	-9,5994	10,50415	8,747926	31	4673,14	144867,5											
13	11	ноябрь	319	-19,1478	8,861024	8,569488	30	3922,44	117673,3											
14	12	декабрь	349	-23,3352	8,032903	8,983549	31	3530,13	109434,2											
15									1945,683											
16	1						2				3					4				
17	Вр.мест трп	t',ч	та,ч	Rh, Вт/м2		Вр.мест трп	t',ч	та,ч	Rh, Вт/м2		Вр.мест трп	t',ч	та,ч	Rh, Вт/м2		Вр.мест трп	t',ч	та,ч	Rh, Вт/м2	В
18	1	0	1	0,00		1	0	1	0,00		1	0	1	0,00		1	0	1	0,00	
19	2	0	2	0,00		2	0	2	0,00		2	0	2	0,00		2	0	2	0,00	