

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
Кафедра электротехнических комплексов и систем

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ В. И. Пантелеев
подпись

« ____ » _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Математическая модель комбинированной системы электроснабжения на базе
ветроустановки

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.05 Электроприводы и системы управления электроприводов

Научный руководитель _____ Доцент. каф. ЭТКиС, к.т.н К. С. Федий
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ Н. Х. Донгак
подпись, дата инициалы, фамилия

Рецензент _____ А-Х. Э. Чоодур
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ Доцент. каф. ЭТКиС, к.т.н К. С. Федий
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Красноярск 2019

Федеральное государственное автономное образовательное учреждения
высшего образования
« СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ »

Политехнический институт
Кафедра электротехнических комплексов

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ В. И. Пантелеев
подпись

« ____ » _____ 2017г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме магистерской диссертации**

Студенту Донгак Нарын Хереловичу

фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ17-08М Направление (специальность) 13.04.02.05

номер

код

Электроприводы и системы управления электроприводов Тема

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Математическая модель комбинированной системы электроснабжения на базе ветроустановки.

Утверждена приказом по университету № 15505/с от 26.10.2017

Руководитель ВКР К.С. Федий, кандидат технических наук, доцент

Политехнического института Сибирского федерального университета, г.

Красноярск.

Исходные данные для ВКР Ветроэлектрическая установка (ВЭУ) с синхронным генератором на постоянных магнитах мощностью 8 кВт, напряжением 220/380 В.

Перечень разделов ВКР Введение, обзор технических решений, проектирование комбинированной системы на базе ветроустановки, составление элементов математической модели, оценка эффективности ветро-дизельного энергетического комплекса.

Руководитель ВКР

подпись

К. С. Федий

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

Н. Х. Донгак

инициалы и фамилия студента

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт

ОТЗЫВ

руководителя о выпускной квалификационной работе студента
группы ФЭ17-08М

Донгак Нарын Херелович
(Ф.И.О. студента)

1. Выпускная квалификационная работа выполнена по заданию
Политехнического института «Сибирского федерального университета»
(наименование организации, отдела)

2. В работе решены следующие задачи:

2.1) Изучены перспективность ветроустановки в Сибирском регионе;

2.2) Проведен анализ существующих разработок по типу исполнения;

2.3) Проведен анализ наиболее перспективных мест применения
ветроустановки.

2.4) Разработана структурная схема управления режимами работы;

2.5) Разработана математическая модель комбинированной системы
электрообеспечения.

3. Замечания и предложения по работе и ее оценка

Выпускная квалификационная работа выполнена на высоком техническом
уровне существенных замечаний нет.

Оценка «ОТЛИЧНО»

Руководитель ВКР

подпись

/ Федий К. С. /
Ф.И.О.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. Обзор технических решений.	9
1.1 Общие сведения	9
1.2 Принцип действия и краткая характеристика ветроустановки.....	11
1.3 Структурные схемы комбинированного электроснабжения.....	15
1.4 Технологические характеристики ветроэнергетических установок малой мощности	19
1.4.1 Рабочая характеристика ветроустановки	19
1.4.2 Коэффициент использования энергии ветра.....	22
1.4.3 Потери ветродвигателей.....	25
1.5 Классификация ветрогенераторов.....	27
1.6 Дизель генератор.....	30
1.7 Анализ аккумуляторной батареи.....	34
1.8 Выпрямительное устройство	42
1.9 Преобразователи.....	45
2. Проектирование комбинированной системы	46
2.1 Ресурсы ветроэнергетики в России	46
2.1.1 Потенциал ветроэнергетики на территории Красноярского края, Республик Тыва и Хакасия	48
2.2 Определение мощности и занимаемой площади ветроустановки....	52
2.2.1 Расчет пиковой мощности и потребляемой энергии.....	52
2.2.2 Определение номинальной мощности	56
2.2.3 Определение занимаемой площади	61
2.2.4 Аэродинамические параметры	63
2.2.5 Расчет параметров лопастей ротора.....	64
2.3 Определение мощности инвертора	69
2.4 Расчет емкости аккумуляторных батарей	70
2.5 Выбор дизель генераторной установки	72
3. Составление элементов математической модели	75
3.1 Моделирование ветроэнергетической установки.....	75

3.2 Моделирование дизель генератора	81
3.3 Моделирование аккумуляторной батареи	85
4. Оценка эффективности ветро дизельного комплекса.....	95
Заключение.....	98
Список использованных источников	100

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время все большее применение в качестве питания децентрализованных систем используется возобновляемые источники электроснабжения.

Одной из ключевых задач для России является промышленное и социальное развитие удаленных восточных регионов. Рост численности населения и реализация инвестиционных проектов напрямую связаны с необходимостью увеличения объемов электроэнергии.

Вариант электрификации путем расширения объединенных энергосистем для большинства восточных районов страны является нерентабельным. Низкая плотность населения и значительные ресурсы ветровой и солнечной энергии в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке делают перспективным создание электротехнических комплексов малой мощности с комбинированным использованием энергоустановок на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и на органическом топливе.

Ветроэнергетика стала ответом на растущую потребность мира в электричестве и источниках возобновляемой и чистой энергии. Все больше людей считают энергию ветра лучшим способом генерирования электричества, чем электростанции, которые работают на атомной энергии, энергии воды или угля.

Объектом исследования является автономная комбинированная система на базе ветроустановки, предназначенная для энергоснабжения частного домашнего хозяйства.

Цель работы – состоит в создании математической модели комбинированной системы на базе ветроустановки. Для последующего проведения вычислительных экспериментов и анализа полученных результатов.

Для достижения цели решены следующие задачи:

- 1) Произведен обзор существующих разработок комбинированных систем;
- 2) Разработана имитационная компьютерная модель ветроустановки;
- 3) На основе результатов численных экспериментов разработан алгоритм управления мощностью ветроэнергетической установки, обеспечивающий высокую производительность при работе в широком диапазоне скоростей ветра;
- 4) Разработана структурная и силовая схема комбинированной системы, позволяющая осуществить эффективное преобразование энергии, ее суммирование, накопление, распределение и регулирование.

1. Обзор технических решений

1.1 Общие сведения

В мире существует множество источников возобновляемой энергии, например: энергия волн, солнечного света, приливов и отливов, а также энергия ветра. Еще в средние века люди строили ветряные мельницы для помола зерна и подъема воды.

Ветроэнергетика – это отрасль энергетики, специализирующаяся на преобразовании кинетической энергии перемещающихся воздушных масс в атмосфере в электрическую, тепловую и любую другую форму энергии.

Устройство ветрогенератора с горизонтальной осью вращения турбины представлена на рисунке 1.

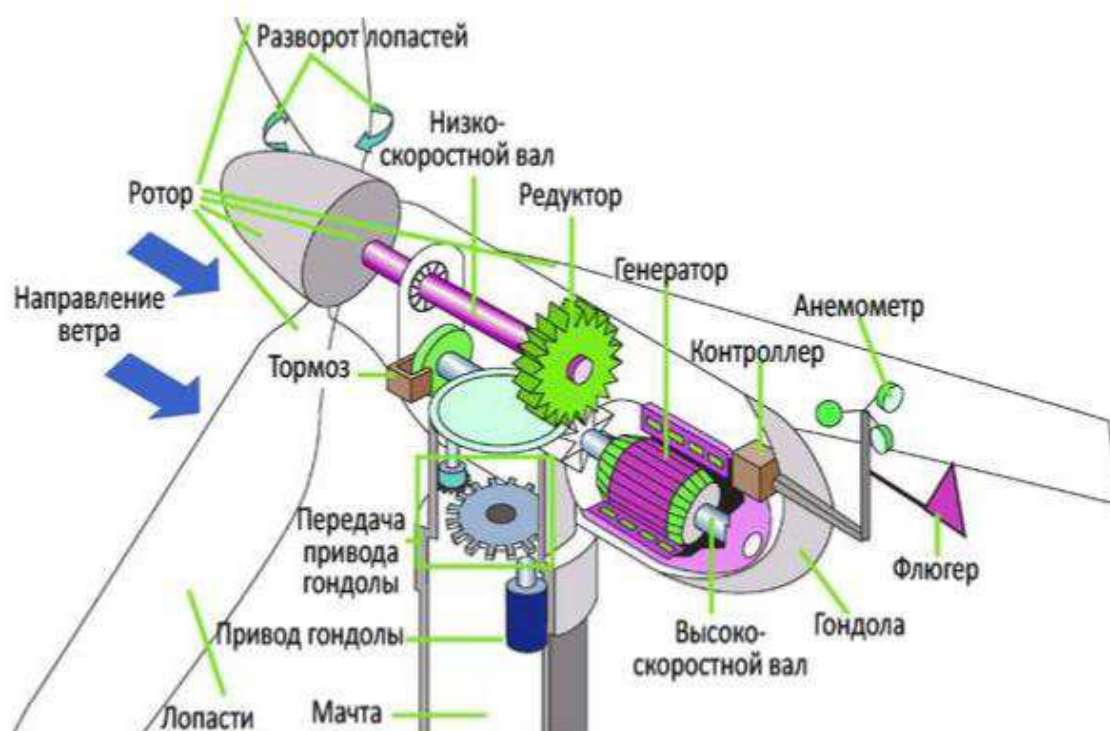


Рисунок 1 – Устройство ветрогенератора

Любой ветрогенератор состоит из следующих компонентов:

- металлическая или бетонная мачта полая внутри, она имеет определенную высоту; чем выше мачта, тем большую силу ветра и соответственно энергию ветра получают ее лопасти;
- гондола – конструкция, которая установлена в верхней части мачты; в ней находятся валы, редуктор, генератор, контроллер и тормоз;
- вращающийся элемент – ротор, состоящий из лопастей и ступицы; размер и форма лопастей определяют мощность и обороты ветродвигателя;
- низкоскоростной вал, он приводится в движение ротором;
- высокоскоростной вал, подсоединенный к генератору;
- редуктор, соединяющий низкоскоростной и высокоскоростной вал, целью которого является увеличение скорости вращения последнего;
- генератор, который, собственно, и вырабатывает электроэнергию;
- контроллер – устройство управления ветрогенератором;
- флюгер–метеорологический прибор, определяющий направление ветра. Он ориентирует турбину по направлению движения воздушных масс[4];
- АБ имеет две функции; первая – накопление электроэнергии, с целью ее использования ее при небольшом ветре или его отсутствии; вторая – стабилизация электроэнергии, полученной от генератора [5];
- автоматический ввод резерва (АВР) – это автоматическое устройство, позволяющее потребителю электроэнергии переключаться с одного источника энергии на другой, в зависимости от погодных условий, например с ветрогенератора на солнечные панели, либо на электросеть [5];
- инвертор – это устройство, преобразующее постоянный ток из АБ, в переменное напряжение для электросети пользователя; инверторы различаются в зависимости от типа синусоиды, характерной для каждого потребителя электроэнергии [5];

- анемометр – это прибор, определяющий скорость ветра, соединенный с контроллером для передачи данных;
- тормоз, для осуществления остановки ротора. [4]

1.2 Принцип действия и краткая характеристика ветроустановки

Применение энергии ветрового потока для генерации электрической энергии посредством ВЭУ связано с рядом сложностей. Скорость ветра (v) является непостоянной величиной, и в большинстве случаев носит случайный характер вследствие изменения погодных условий на территории расположения ВЭУ. Данный факт приводит к значительным изменениям скорости вращения ветроколеса ВЭУ (ω), в результате чего варьируется выходное напряжение на валу генератора (U_r), что приводит к непостоянству его характеристик по амплитуде, частоте и фазе. Сброс или отключение нагрузки, так же являются дестабилизирующими факторами, которые приводят к изменению характеристик генерируемой энергии. ВЭУ производят электричество за счет энергии перемещающихся воздушных масс – ветра. Ветер вращает лопасти турбины ветроколеса и они начинают вращаться за счет кинетической энергии ветра. Ротор генератора, находящийся на одном валу с турбиной, начинает вращаться. Вращаясь, ротор вырабатывает трехфазный переменный ток. Выработанный генератором, ток передается на контроллер. Контроллер преобразует его в постоянный и заряжает АБ. Проходя через них, ток поступает на инвертор, который, в свою очередь, преобразует его в переменное напряжение 220 В, частотой 50 Гц и заданной амплитуды и фазы. Однако, возможности инвертора по поддержанию заданных параметров выходного напряжения установки ограничены, а при отсутствии ветра у изолированного от единой энергетической системы (ЕЭС) потребителя возникает риск остаться без электроэнергии.

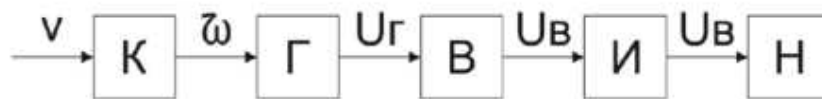


Рисунок.1.1 – Модель генерации электрической энергии при помощи ВЭУ

На практике показывает, что график выработки электроэнергии ВЭУ не совпадает с графиком нагрузки потребителя энергии. Таким образом, возникают потребность для создания запаса энергии, которые в дальнейшем можно использовать при появлении дефицита энергии.

В целях уменьшения вероятности возникновения подобной ситуации, в конструкции ВЭУ должно быть предусмотрено электроснабжение не зависящий от изменений погодных условий.

В настоящее время в составе ветроэнергетической установки малой мощности используют аккумуляторные батареи (АКБ). АКБ устанавливают на постоянное напряжение, между выпрямителем и инвертором. Во время избытка генерируемой мощности, батарея заряжается, а во время дефицита – отдает накопленную энергию инвертору.

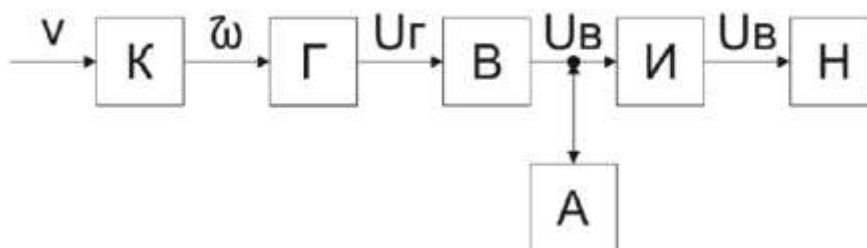


Рисунок 1.2 – Модель генерации электрической энергии при помощи ВЭУ с применением АКБ

Такая схема имеет свои недостатки, один из них – ограниченная емкость батарей. При достаточно длительном отсутствии генерируемой мощности

(плохие метеоусловия, выход из строя части генерирующего оборудования и т.д.) запасенная энергия израсходуется потребителем. Для обеспечения энергоснабжения потребителя в локальных энергосистемах на базах ВЭУ целесообразно устанавливать дополнительные источники энергии, например, солнечные панели, дизель-генераторы, биоэтаноловые установки. Это позволит уменьшить зависимость потребителя от одного вида источников энергии, а соответственно повысит надежность энергоснабжения.

Вторым недостатком являются характеристики АКБ, устанавливаемых на ветроэнергетических установках малой мощности. На сегодняшний день широкое распространение получили свинцово-кислотные аккумуляторы, созданные по технологиям AGM (AbsorbentGlassMat) и GEL (гелевые). У данных типов батарей есть свои особенности циклов заряда-разряда, свои достоинства и недостатки.

В случае резкого увеличения мощности нагрузки могут возникнуть провалы напряжения, которые не смогут компенсировать аккумуляторы в силу своих характеристик.

Для создания подобной комбинированной системы хранения энергии требуется разработка специального блока управления, который должен управлять всеми возможными источниками энергии в соответствии с наиболее оптимальными режимами функционирования каждого узла системы с целью обеспечения качественного и бесперебойного энергоснабжения потребителя. В основе работы такого модуля может лежать нечеткая логика. Пример применения нечеткой логики для согласования режимов работы ВЭУ с графиком электрической нагрузки рассмотрен в работе. [3] На рис.1.3 представлена принципиальная схема установки выполненной на базе ВЭУ с применением в системе аккумулирования энергии, а также дополнительным источником энергии в виде дизель-генератора.

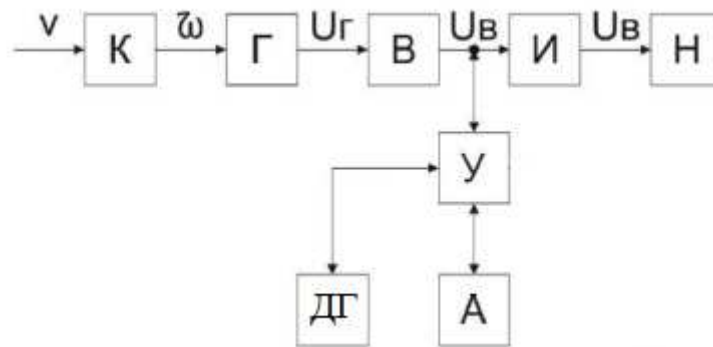


Рисунок 1.3— Модель генерации электрической энергии при помощи ВЭУ с дополнительными блоками

Таким образом, проблемы генерации электрической энергии при помощи ВЭУ связаны с непостоянством скорости ветрового потока, поэтому появляется необходимость совмещать разные типы источников генерации энергии, а также создавать системы аккумуляции энергии способные долго сохранять большой запас электроэнергии. Создание такой системы потребует разработки дополнительного блока управления и алгоритмов его работы.

Техническими проблемами децентрализованных систем электроснабжения, использующих энергоустановки возобновляемой энергетики, являются:

1. Непостоянство во времени энергии первичного энергоносителя и стохастический характер нагрузки потребителя – требуется гарантированный источник питания, обеспечивающий потребителя электроэнергией в периоды отсутствия или недостаточности первичного возобновляемого энергоресурса.

2. Соизмеримость мощностей генерирующих источников и электрической нагрузки снижает общий уровень надежности электроснабжения потребителей и негативно сказывается на качестве генерируемой электроэнергии – необходим гарантированный источник питания,

обеспечивающий потребителя качественной электроэнергией в статических и динамических режимах изменения нагрузки.

3. Ярко-выраженная зависимость вырабатываемой мощности генерирующими установками возобновляемой энергетики от параметров возобновляемого энергоресурса (для ветроэнергетических установок кубическая зависимость выходной мощности от скорости ветра) требует наличия в энергетической системе специальных устройств, ограничивающих выходную мощность, или рассеивающих произведенную электроэнергию – необходимо устройство аккумуляции энергии в периоды пиковой мощности первичного энергоносителя.

1.3 Структурные схемы комбинированного электроснабжения

При отсутствии в доме централизованного электроснабжения возможны два варианта обеспечения электроэнергией. Первый способ обеспечить наличие двух комплектов аккумуляторных батарей, из которых один находится в работе, а другой на зарядке. Второй вариант – установка ветрового турбогенератора, применяемого только для заряда батарей. Чаще всего комбинируют оба способа как взаимно дополняемые.

В удаленной местности, при отсутствии линий электропередач (ЛЭП) автономный вид ветряка может стать единственным источником энергии для его собственника, потому что данный ветрогенератор только накапливает выработанную им электроэнергию в АБ для нужд собственника и независим от электросети. Необходимым условием является соблюдение допустимого уровня шума и требований по охране окружающей среды. Единственным ограничением работы ветрогенератора может быть отсутствие ветра. [6]

Автономная работа ветрогенератора представлена на рисунке 1.4. [7] В данной работе рассмотрена работа ВЭУ в автономном режиме.

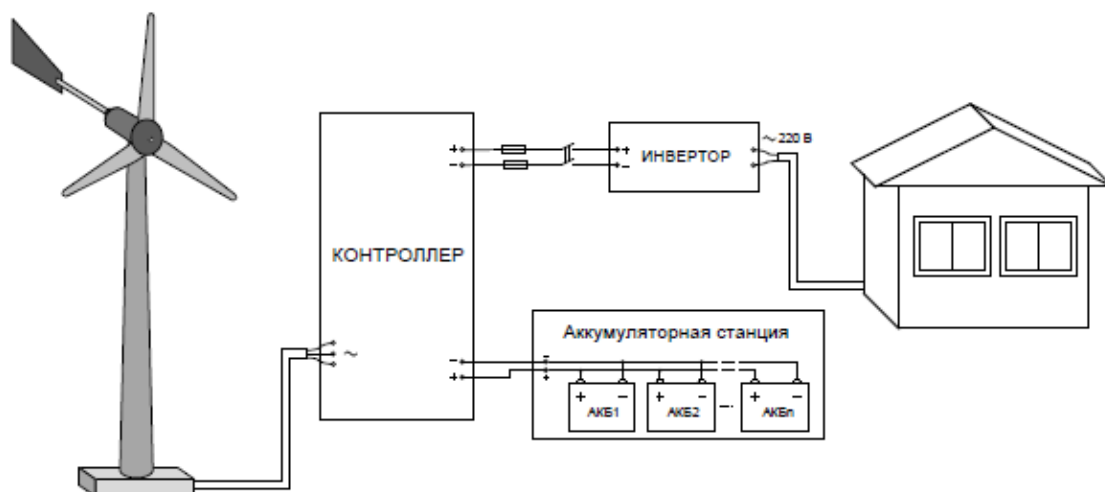


Рисунок 1.4 – Схема обеспечения электроэнергией без централизованного электроснабжения

Чтобы обеспечить электроснабжение потребителя при отсутствии ветра, автономную ВЭУ включают на параллельную работу с другими источниками энергии (рис.1.5)(солнечные модули, микроГЭС, дизель-генератор и т. д.). [6] Это надежный и эффективный способ автономного электроснабжения. Совместная работа данных источников зависит от погодных условий и времени суток, так как в солнечную погоду эффективно работают солнечные батареи, а ветрогенератор работает при наличии ветра, к примеру ночью и в пасмурную погоду АБ заряжаются от ветровой установки. [5] Такой вариант электропитания обеспечит надежное бесперебойное электроснабжение.



Рисунок 1.5 – Схема обеспечения электроэнергией с дизель-генератором.

При наличии централизованного электроснабжения применяется комбинированная схема для резервного электроснабжения дома при частых отключениях сетевого электропитания (Рисунок 1.6).

При сильном ветре сетевой ветрогенератор вырабатывает электроэнергию в избыточном количестве и ее избыток можно продать в общую сеть, а при отсутствии или ослаблении ветра потребитель запитывает свои электроприборы от общей электросети. [5]



Рисунок 1.6 – схема обеспечения электроэнергией с централизованным электроснабжением

Если напряжение в сети присутствует, контроллер заряжает аккумуляторы и передает в цепь потребителей электроэнергию сети через встроенный стабилизатор напряжения. Переключение в режим инвертора при отключении сети происходит за время 4 мс посредством АВР, которое не сказывается на работе никаких бытовых потребителей.

В западных странах широко используется схема электроснабжения ветряных электростанций параллельно с централизованной сетью. Сетевой инвертор, в отличие от предыдущих типов, позволяет системе работать как с аккумуляторными батареями, так и без них. Он также позволяет выводить излишки электроэнергии в общественную электросеть. В этом режиме энергокомпания покупает электроэнергию у потребителя (счетчик электроэнергии СЧ при этом крутится в другую сторону). Такая схема электроснабжения защищена законом государства и наиболее выгодна для населения, имеющего частные дома. К сожалению, в России пока такая схема не применима – нет закона.

Важность развития ветроэнергетики в России определяется тем, что 70% территории, на которой проживает 10 % населения практически совпадают с зоной потенциальных ветроресурсов, которая находится в зоне децентрализованного энергоснабжения. [8]

Предложенная концепция построения комбинированных систем автономного электроснабжения обладает следующими конкурентными преимуществами:

- возможность включения в состав системы любой автономной энергетической установки в независимости от установленного силового оборудования;
- возможность программной конфигурации системы управления под конкретный энергетический комплекс путем подключения к системе персонального компьютера на момент выполнения данной операции;

- эффективное использование потенциала установок возобновляемой энергетики путем установки дополнительных модулей для сбора информации об условиях окружающей среды и выработки управляющих воздействий для управления энергетическими установками комплекса. [9]

1.4 Технические характеристики ветроэнергетических установок малой мощности

1.4.1 Рабочая характеристика ВЭУ

Режим работы малой ВЭУ определяется ее рабочей характеристикой, типичный вид которой представлен на рисунке 1.7.

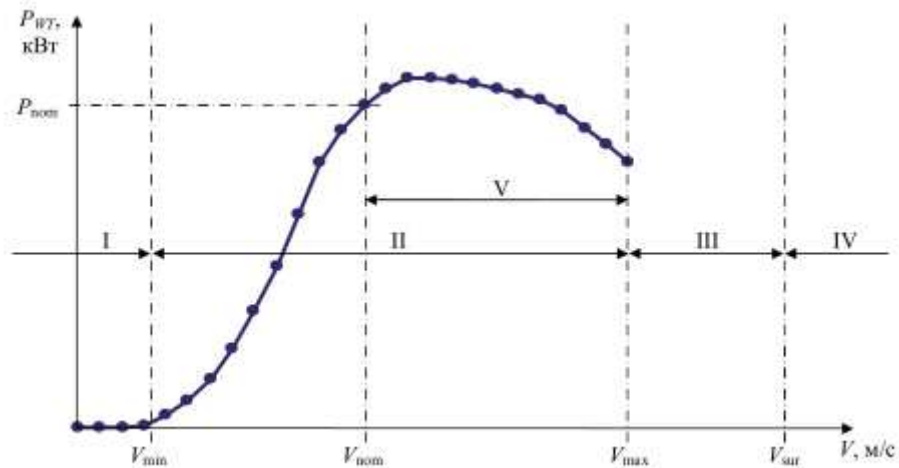


Рисунок 1.7— Рабочая характеристика ВЭУ малой мощности

В соответствии с технической спецификацией, на рабочей характеристике ВЭУ можно выделить 5 характерных зон:

I зона ($V < V_{min}$) – скорость ветра меньше стартовой скорости V_{min} , ветроколесо не вращается или вращается с очень низкими оборотами, энергия не вырабатывается;

II зона ($V_{min} < V < V_{max}$) – скорость ветра больше стартовой V_{min} и меньше максимальной рабочей скорости V_{max} . Это зона рабочего режима, в которой ВЭУ вырабатывает электрическую энергию;

III зона ($V_{max} < V < V_{sur}$) – скорость ветра больше максимальной рабочей скорости V_{max} и меньше буревой V_{sur} . В этой зоне ветроколесо выведено из под ветра или остановлено, энергия не вырабатывается;

IV зона ($V > V_{sur}$)– скорость ветра больше буревой скорости V_{sur} . Это зона механической разрушения энергоустановки;

V зона ($V_{nom} < V < V_{max}$) – скорость ветра больше номинальной V_{nom} и меньше максимальной рабочей скорости V_{max} . Это зона регулирования, в которой производится регулирование частоты вращения ветроколеса.

Рабочей характеристикой ветродвигателя называют зависимость его выходной мощности P_m при данной скорости ветра V от числа оборотов ветроколеса n :

$$P_m = f(n) \quad (1.1)$$

Так как скорость ветра величина переменная, строится семейство рабочих характеристик ветродвигателя для фиксированных скоростей ветра, от V_{min} до V_{max} с дискретизацией 1 м/сек.

Обороты ротора ветроколеса связаны с быстроходностью Z и скоростью ветра V следующим соотношением:

$$n = \frac{30 \cdot Z \cdot V}{\pi \cdot R} \quad (1.2)$$

Другим важнейшим параметром ВЭУ является коэффициент быстроходности Z , который определяется как отношение окружной скорости концов лопастей к скорости ветра:

$$Z = \frac{\omega \cdot R}{V} = \frac{u}{V} \quad (1.3)$$

где R – радиус окружности, ометаемой концевыми элементами лопастей;
 ω – угловая частота, $\omega = \frac{\pi n}{30} \left[\frac{\text{рад}}{\text{с}} \right]$; u – окружная скорость на концах лопастей,
 $u = \frac{\pi D n}{60} \left[\frac{\text{м}}{\text{с}} \right]$, n – частота вращения [об/мин]; D – диаметр ветроколеса, [м].

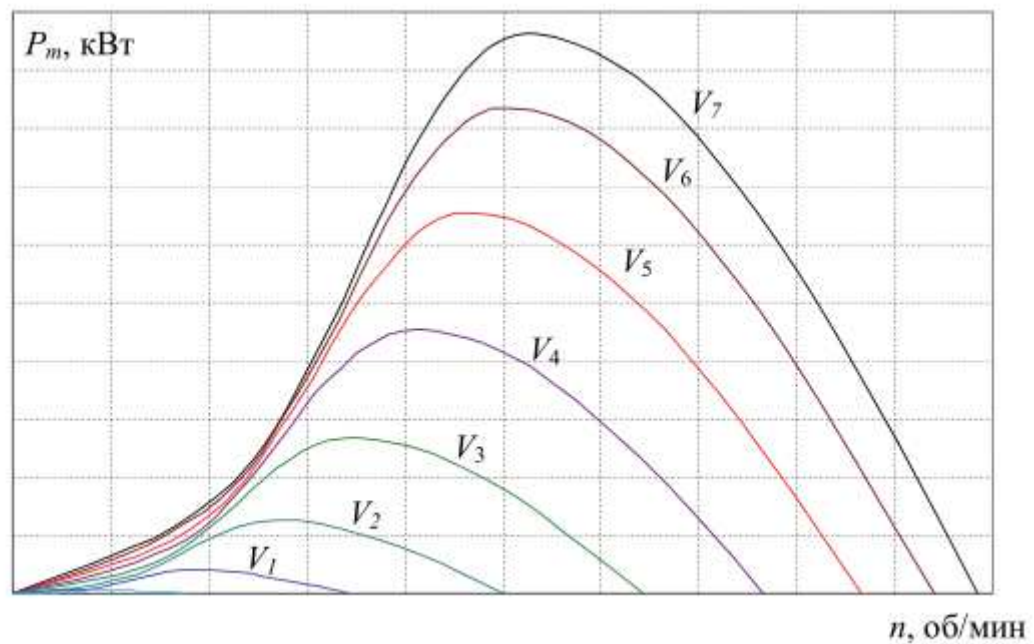


Рисунок 1.8 – Семейство рабочих характеристик ветродвигателя

Точки максимума кривых $P_m = f(n)$ соответствуют скорости вращения, при которых ветроколесо при данной скорости ветра работает нормальным

числом модулей Z_n и максимальной величиной коэффициента использования ветра $C_p = C_{p_max}$.

Точки пересечения кривых с осью абсцисс соответствуют синхронной быстроходностью Z_n и физически определяют обороты, которое может развить ветроколесо при данной скорости ветра, в режиме работы без нагрузки и регулирования.

1.4.2 Коэффициент использования энергии ветра

Значения коэффициента использования энергии ветра C_p в зависимости от скоростей воздушного потока V можно определить по рабочей характеристике ВЭУ.

Максимальная мощность ветрового потока, протекающего через площадь ветроколеса, определяется выражением:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (1.4)$$

где ρ – плотность воздуха (кг/м³); R – радиус ветротурбины (м).

Механические характеристики ветродвигателя $P_m = f(V, n)$ получают из его аэродинамической характеристики $C_p = f(Z)$ задаваясь значениями быстроходности Z от нуля до синхронной Z_0 . Определив соответствующие заданному числу модулей Z коэффициенты использования энергии ветра C_p , значения выходной механической мощности P_m и момент ветротурбины T_m можно рассчитать по выражению:

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (1.5)$$

$$T_m = \frac{1}{2} C_T \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3 \quad (1.6)$$

Выходная мощность ВЭУ определяется с учетом потерь в электрической машине η_G и мультипликаторе η_M :

$$P_{WT} = P_m \cdot \eta_G \cdot \eta_M \quad (1.7)$$

Если величина η_G и η_M в технической спецификации на ВЭУ не приводятся, то их значения можно приближенно выбрать из следующих пределов:

$$\eta_G \cong 0,7 \div 0,95 \quad \eta_M \cong 0,8 \div 0,9 \quad (1.8)$$

Нижние границы рекомендуемых значений соответствуют ВЭУ, мощностью до 1 кВт, верхние границы для ВЭУ мощностью не более 20 кВт.

Многие производители комплектуют ВЭУ быстроходными ветротурбинами и многополюсными магнитоэлектрическими генераторами, что позволяет исключить из состава энергоустановки мультипликатор. Для таких станций $\eta_M = 1$.

Значения коэффициентов полезного действия (КПД) синхронных генераторов с возбуждением от постоянных магнитов, а также их основные технические характеристики, можно посмотреть на сайте НПО "ЭРГА", которое проектируется и серийно производит генераторы для работы в составе ветроустановок.

Используя выражения (1.4) – (1.8) и рабочую характеристику ВЭУ из ее технической спецификации, можно определить значения реального коэффициента использования энергии ветра:

$$C_p = \frac{2P_{WT}}{\eta_G \cdot \eta_M \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V^3} \quad (1.9)$$

При стандартных условиях размещения ВЭУ, величину плотности воздуха можно принять равной $\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$.

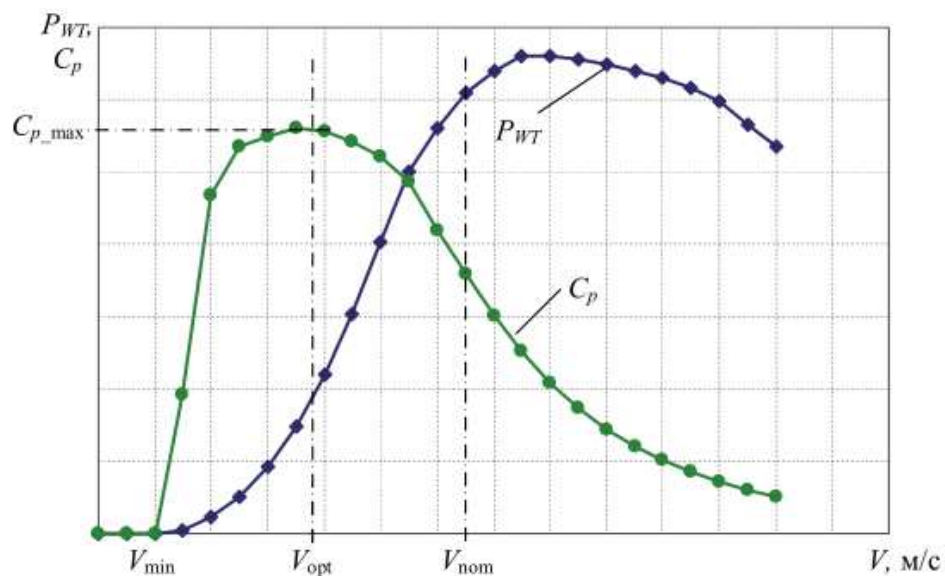


Рисунок 1.9— Зависимость коэффициент использования энергии ветра, полученная из рабочей характеристики ВЭУ

Важно отметить, что максимальное значение коэффициента мощности ветротурбины C_{p_max} соответствует скорости ветра V_{opt} (оптимальная скорость ветра), значительно меньшей номинальной скорости V_{nom} , указанной в технической документации на ВЭУ. Объясняется это тем, что основной энергетической характеристикой ветрового потока является ее повторяемость, характеризуемая суммарным количеством времени, в течение которого ветер дует с той или иной скоростью. Производители ВЭУ учитывают этот факт, и проектируют ветродвигатель таким образом, чтобы он работал с максимальной энергетической эффективностью при наиболее вероятных ветрах.

1.4.3 Потери ветродвигателей

В ветродвигателях выделяют четыре вида потерь. Для удобства вычислений расчетных формул для определения потерь ветродвигателей выражены в отвлеченных единицах, для чего в обозначениях введены горизонтальные черточки сверху.

1. Концевые потери – это потери, которые возникают за счет образования вихрей, сходящих с концов лопастей:

$$\bar{P}_j = \frac{e}{1-e} \left[\frac{\sqrt[8]{1 + \left(\frac{1-e}{Z}\right)^2}}{(1+e) \cdot i \cdot Z} - \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{i \cdot Z}{\pi \left(1 - \frac{e}{2}\right)}\right)^2}} \right] \quad (1.10)$$

2. Профильные потери – это потери, которые вызываются трением струй воздуха о поверхность крыла и зависят только от профиля лопастей:

$$\bar{P}_p = 2 \cdot \mu \cdot \left[\frac{1-e}{Z} + \frac{z}{3(1-e)} \right] \quad (1.11)$$

3. Потери на кручение струи за ветряком равны живой силе тангенциальных скоростей уходящей струи:

$$\bar{P}_{ts} = \frac{C_{pi} \cdot \eta^2}{2 \cdot Z^2} \ln \frac{R}{r_0} \quad (1.12)$$

4. Потери поверхности, происходящие вследствие неполного использования всей обметаемой площади ветроколес:

$$\bar{P}_s = \left(\frac{r_0}{R}\right)^2 \quad (1.13)$$

Приведем основные уравнения для определения некоторых величин, входящих в выражения (1.10) – (1.13)

Коэффициент торможения воздушного потока e определяется по формуле:

$$e = \frac{v_1}{V} \quad (1.14)$$

где v_1 – потеря скорости воздушного потока в сечении ветроколеса; V – набегающая на ветроколесо скорость ветра.

Обратное качество крыла μ определяется как отношение коэффициента лобового сопротивления C_x к коэффициенту подъемной силы C_y :

$$\mu = \frac{C_x}{C_y} \quad (1.15)$$

Обратное качество крыла современных лопастей ветродвигателей находится в диапазоне от 0,01 до 0,04. Меньшие значения соответствуют быстроходным установкам; для тихоходных многолопастных двигателей качество крыла не столь существенно, в связи с чем, требования к аэродинамическому качеству профиля являются не столь жесткими.

Идеальный коэффициент использования энергии ветра по Г.Х Сабинину определяется следующим выражением:

$$C_{pi} = 4e \frac{1 - e}{1 + e} \quad (1.16)$$

Относительный коэффициент полезного действия ветроколеса(средний для всего радиуса) выражается следующей формулой:

$$\eta = \frac{1 - \mu \cdot \lambda_u}{\lambda_u + \mu} \cdot \frac{\lambda}{1 + e} \quad (1.17)$$

Полезная мощность, развиваемая ветродвигателем, определяется за вычетом потерь из мощности идеального ветроколеса:

$$P_m = P_i [1 - \bar{P}_j - \bar{P}_p - \bar{P}_{ts} - \bar{P}_s] \quad (1.18)$$

где P_i – мощность идеального ветродвигателя.

Так как потери мощности в ветроустановке выражены в относительных единицах, выражения (1.18) можно использовать и для определения реального коэффициента использования энергии ветра ветроколесом:

$$C_p = C_{pi} [1 - \bar{P}_j - \bar{P}_p - \bar{P}_{ts} - \bar{P}_s] \quad (1.19)$$

1.5 Классификация ветрогенераторов

В общем случае ветротурбина может быть оборудована трехфазным генератором любого типа. Спрос на электроэнергию требуемого качества может быть удовлетворен с помощью присоединения частотных

преобразователей, даже если генератор выдает переменное напряжение переменной частоты или постоянное напряжение.

В ВЭУ обычно используются различные типы генераторов:

Асинхронные (индукционные) генераторы:

- асинхронный генератор с короткозамкнутым ротором (SCIG)
- асинхронный генератор с фазным ротором (WRIG)
- Индукционный генератор с оптическим управлением (OSIG)
- Индукционный генератор двойного питания (DFIG)

Наибольшее распространение по сравнению с другими типами генераторов получили асинхронные генераторы. Они представляют собой комплекс устройств, состоящий из электрической машины и силовых статических преобразователей электроэнергии. Он имеет такие преимущества как надежность и простота, невысокая стоимость, устойчивость в различных требуемых режимах эксплуатации, к примеру при переменной частоте вращения ветроколеса.

Однако у них имеются и недостатки:

- искаженность формы кривой выходного напряжения; она отличается от синусоидальной, это обусловлено пространственной не синусоидальностью кривой поля в воздушном зазоре, не синусоидальностью тока возбуждения и сильными электромагнитными помехами из-за коммутаций полупроводниковых приборов ПЧ;
- необходимость в реактивном намагничивающем токе;
- сложность системы управления.

Требования к приводам асинхронного генератора по поддержанию частоты вращения значительно ниже, чем требования к приводам традиционных синхронных генераторов. Области устойчивости асинхронных генераторов, при прочих равных условиях, всегда больше областей

устойчивости синхронных генераторов, особенно в режимах максимального потребления реактивной мощности.

Синхронные генераторы:

- синхронный генератор с фазным ротором (WRSG)
- синхронный генератор на постоянных магнитах (PMSG)

Синхронный генератор имеет более высокую стоимость и более сложное исполнение, чем индукционная машина такой же мощности. Однако его неоспоримым преимуществом является то, что он не потребляет реактивную мощность из сети. Два классических типа синхронных генератора широко используются в индустрии ветротурбин: синхронный генератор с фазным ротором и синхронный генератор на постоянных магнитах. Синхронный генератор на постоянных магнитах широко применяется в ветрогенераторах из-за способности к самовозбуждению, которая позволяет работать с высоким коэффициентом мощности и высокой эффективностью.

Другие типы генераторов:

- высоковольтный генератор (HVG)
- генератор с переключаемым магнитным сопротивлением (SRG)
- генератор с перекрестным магнитным потоком (TFG). [10]

На выбор основных функциональных узлов ВЭУ (генератора, инвертора, аккумуляторных батарей (АБ), коммутационной аппаратуры и т.д.) и оказывают влияние три основных фактора:

1) Выходная мощность (кВт), определяется только мощностью преобразователя (инвертора) и не зависит от скорости ветра, емкости аккумуляторов. Ещё её называют «пиковой нагрузкой». Этот параметр определяет максимальное количество электроприборов, которые могут быть одновременно подключены к системе электроснабжения. Не возможно одновременно потреблять больше электроэнергии, чем позволяет мощность

инвертора. Для увеличения выходной мощности возможно одновременное подключение нескольких инверторов;

2) Время непрерывной работы при отсутствии ветра или при слабом ветре определяется ёмкостью АБ и зависит от мощности и длительности потребления. Если потребление электроэнергии происходит редко, но в больших количествах, то необходимо выбрать АБ с большой емкостью;

3) Скорость заряда АБ зависит от мощности самого генератора. Также этот показатель зависит от скорости ветра, высоты мачты, рельефа местности. Чем мощнее генератор, тем быстрее будут заряжаться АБ, а это значит, что быстрее будет потребляться электроэнергия из батарей. Более мощный генератор следует брать в том случае, если ветра в месте установки слабые или потребители потребляют электроэнергию постоянно, но в небольших количествах.

1.6 Дизель-генератор

Автономные дизельные электростанции являются основными “рабочими лошадками” там, где по разным причинам централизованное электроснабжение недоступно, либо качество его поставок оставляет желать лучшего. Ничего удивительного в популярности дизель – генераторов нет, ведь именно они обеспечивают низкую стоимость вырабатываемой электроэнергии, а как следствие – быструю окупаемость установки. Большой моторесурс и долговечность также можно отнести к несомненным достоинствам дизель – генераторов.

В качестве первичного двигателя в дизель генераторах используются двигатели внутреннего сгорания с воспламенением топлива от сжатия воздуха – дизели. Энергия, выделившаяся при сгорании топлива, в дизеле производит

механическую работу и теплоту. Механическая работа на валу двигателя используется для выработки электроэнергии генератором электрического тока.

Области использования дизель – генераторов: в качестве резервного, вспомогательного или основного источника электроэнергии на предприятиях, в строительстве, аэропортах, гостиницах; узлах связи, в системах жизнеобеспечения и т.п. в автономном режиме или совместно с централизованными системами электроснабжения.

Таблица 1.1 Основные средние характеристики дизель–генераторов

Удельный эффективный расход топлива, $\frac{\text{кг}}{(\text{кВт}\cdot\text{ч})}$	0,184–0,220
Удельный расход масла, $\frac{\text{г}}{(\text{кВт}\cdot\text{ч})}$	0,30–1,40
КПД (без утилизации теплоты)	0,39–0,47
КПД (с утилизацией теплоты)	0,70–0,80
Напряжение, кВ	0,4–13
Диапазон рабочих режимов, % от P_n	10–110
Ресурс до текущего ремонта (не менее), тыс.ч.	10–60
Ресурс до капитального ремонта (не менее), тыс.ч.	60–100
Срок службы двигателя (не менее), тыс.ч.	150–300
Затраты на ремонт, % от стоимости	5–20
Уровень шума на расстоянии 1м (не более), дБ	85

Основные достоинства дизель–генераторов:

- низкая стоимость вырабатываемой электроэнергии;
- быстрая окупаемость;
- большой моторесурс и долговечность.

Необходимостью применения дизель-генераторов является :

- резервирование мощностей для работы при отключении центральных сетей (аварийный режим);
- ограниченные возможности централизованных источников электроэнергии и тепла при расширении мощностей (вспомогательный режим работы параллельно с центральными сетями);
- высокие затраты на подвод электроэнергии и тепла (автономный режим);
- низкая себестоимость топлива для добывающих компаний и возможность реализации электроэнергии и тепла;
- возможность снижения зависимости от роста тарифов на электроэнергию и тепло.

Варианты исполнения дизельных электростанций:

- По способу защищенности от атмосферного воздействия: капотного, бескапотного, кузовного и контейнерного исполнения.
- По способу подвижности: стационарные и передвижные.
- По способу перемещения: на прицепе, полуприцепе, на автомобиле, на рама-салазках, блочно-транспортабельные.

Электродгенератор. Этот блок (другое его название альтернатор), собственно, и вырабатывает электрический ток. В зависимости от типа электродгенератора электростанция лучше справляется с теми или иными задачами. С точки зрения классификации, генераторы бывают синхронными и асинхронными. Если говорить популярно, то синхронный генератор конструктивно сложнее: например, у него на роторе находятся катушки индуктивности.

Асинхронный генератор устроен гораздо проще: его ротор напоминает обычный маховик. Как следствие, такой генератор лучше защищен от попадания влаги и грязи (говорят, что он имеет “закрытую” конструкцию). Синхронный и асинхронный генераторы отличаются своими возможностями.

Синхронные генераторы – менее точны, но, тем не менее, они пригодны для аварийного электропитания офисов, холодильных установок, оборудования загородных домов, дач, строительных объектов. Такие электрогенераторы без проблем справляются с энергоснабжением электроинструментов и электродвигателей с реактивной нагрузкой до 65% от своего номинала. Они легче переносят пусковые нагрузки, способны кратковременно, не более 1 сек, выдавать ток в 3 – 4 раза выше номинального, и вырабатывают более “чистый” ток. Рекомендуются для питания электродвигателей, насосов, компрессоров и другого электроинструмента, а также для подключения сварочного аппарата.

Асинхронные генераторы – В силу простоты своей конструкции асинхронные электрогенераторы более устойчивы к короткому замыканию (сварочные аппараты) и более устойчивы к перегрузкам, выходное напряжение имеет меньше нелинейных искажений (очень плавная синусоидальная волна); за счет этого обеспечивают поддержание напряжения с высокой точностью. Применение асинхронного генератора позволяет запитывать от агрегата не только промышленные устройства, не критичные к форме входного напряжения, но и аппаратуру, чувствительную к перепадам напряжения (медицинское оборудование, электронную технику). Асинхронный генератор идеальный источник тока для подключения активной, или омической, нагрузки: ламп накаливания, бытовых электроплит, электронагревателей и пр. Позволяет подключать электроинструменты и электродвигатели с реактивной мощностью до 30% от номинала. При подключении индуктивных нагрузок необходим запас по мощности в 3 – 4 раза. Являясь внутривольной, саморегулируемой машиной, без щеток и контактных колец, генератор имеет степень защиты IP 54 и не требует технического обслуживания. Перегрузка этих генераторов не допустима.

На стабильность напряжения оказывает влияние и класс двигателя, а именно его способность поддерживать постоянные обороты (как правило, 3000

об/мин) при изменениях нагрузки. Качество выдаваемого электричества может быть также повышено специальными системами стабилизации AVR (автоматический регулятор напряжения). Это очень важная опция и вот почему. Превышение номинального напряжения приводит к сокращению срока службы электроприборов, а уменьшение - снижает производительность и экономичность их работы. В случае падения напряжения тускло горит свет, происходит прерывание в работе бытовой техники, аппаратуре связи. При повышенной подаче электричества приборы перегорают, вне зависимости от того, работают они в момент аварии, или нет. А сбой в работе автономного тепло- или водоснабжения загородных домов и коттеджей, а также водяных насосов, водонагревательных котлов, охранных систем может привести к их остановке и поломке.

1.7 Анализ аккумуляторных батарей

Аккумулятор – устройство для накопления энергии с целью ее последующего использования.

Принцип действия аккумулятора исходит из обратимости химических процессов, т.е. при полностью разряженном аккумуляторе, можно восстановить его работоспособность путём заряда, пропуская электрический ток в направлении, обратном направлению при разряде.

Среди множества разновидностей аккумуляторных батарей можно выделить наиболее часто используемые. К ним относятся:

- Никель-кадмиевые аккумуляторные батареи;
- Никель-металлгидридные аккумуляторные батареи;
- Литий-ионные аккумуляторные батареи;
- Свинцово-кислотные аккумуляторные батареи.

Рассмотрим достоинства и недостатки аккумуляторных батарей и их электрические характеристики.

Никель-кадмиевые АБ применяются достаточно долго, но при этом обладают невысокой энергетической плотностью $(45 \div 80) \frac{\text{Вт}\cdot\text{ч}}{\text{кг}}$. [11]

Обладают следующими достоинствами:

- 1) Быстрый и простой заряд
- 2) Большое количество циклов заряд/разряд;
- 3) Хорошая нагрузочная способность и возможность эксплуатации при низких температурах;
- 4) Долгий срок хранения при любом уровне заряда;
- 5) Сохранение стандартной емкости при низких температурах;

Недостатки Ni-Cad аккумуляторных батарей:

- 1) Низкая по сравнению с другими типами аккумуляторных батарей энергетическая плотность;
- 2) Эффект памяти и необходимость проведения периодических работ по его устранению;
- 3) Токсичность применяемых материалов;
- 4) Высокий саморазряд - после хранения необходим цикл заряда.

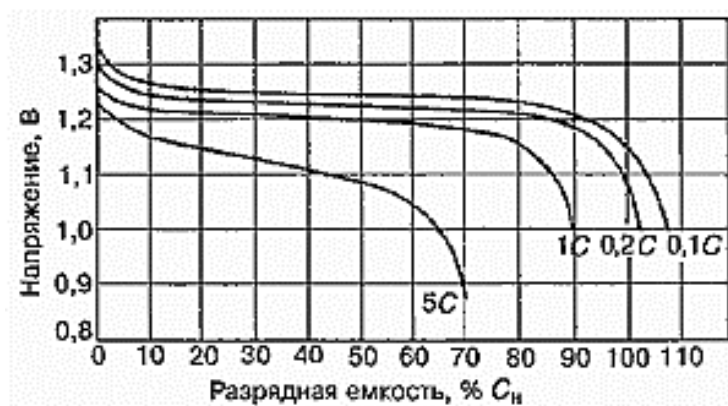


Рисунок 1.10 — Разрядные характеристики Ni-Cd аккумулятора при различных токах разряда

Никель-металлгидридные (NI-MH) аккумуляторные батареи в последние десятилетия существенно потеснили никель-кадмиевые АБ. NI-MH АБ в большинстве случаев применяются в бытовой электронной аппаратуре и в автономных источниках питания портативной аппаратуры.

Достоинство NI-MH АБ:

- 1) Высокая удельная энергия;
- 2) Экологически чистый;
- 3) Не требуют регулярного контроля;
- 4) Большой диапазон работоспособности при температуре $-40 \div 50^{\circ}\text{C}$

Обладают следующими недостатками:

- 1) Эффективно работают в более узком интервале рабочих токов;
- 2) В течении заряда выделяется больше теплоты;
- 3) Необходимо применения сложного алгоритма заряда из-за выделения большого количества тепла;
- 4) Имеют высокий саморазряд, порядка 30% емкости в месяц;
- 5) периодически требуют контрольно-тренировочного цикла (полный разряд/заряд).

Номинальное разрядное напряжение U_p составляет 1,2 – 1,25 В, при нормированном токе разряда $I_p = 0,1 - 0,2 C$ (C - номинальная емкость аккумулятора) при 25°C , конечное напряжение – 1 В. С ростом нагрузки напряжение уменьшается.

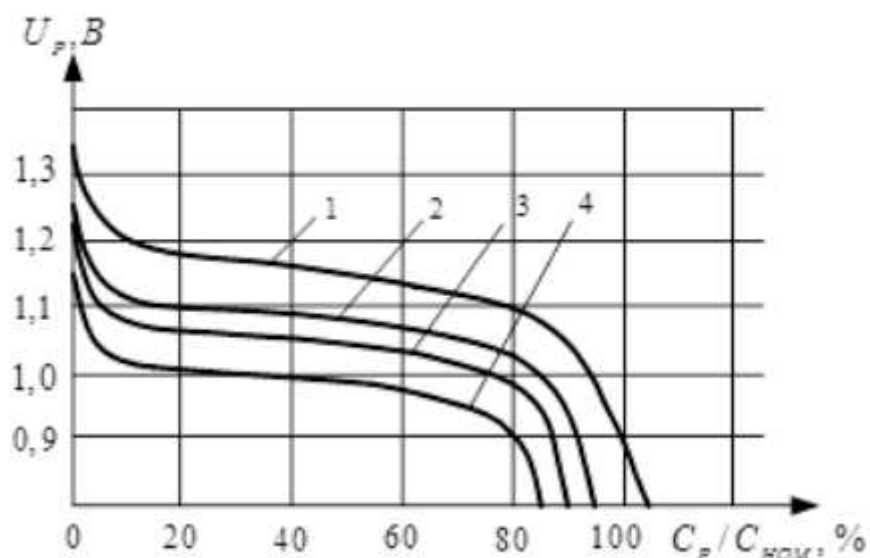


Рисунок 1.11 – Разрядные характеристики Ni-MH аккумулятора при $t = 20^{\circ}\text{C}$ и разных нормированных токах нагрузки

Литий-ионные (Li-Ion) аккумуляторные батареи обладают достаточно низкой скоростью саморазряда, порядка 10% от номинальной емкости в месяц и при этом требуют строгого следования правилам эксплуатации и техники безопасности. Li-Ion АБ наилучшим образом подходят для приложений, которым потребна высокая емкость батарей и вместе с тем предъявляются строгие требования к их весу. Обладают хорошими нагрузочными характеристиками и нетребовательны к обслуживанию. Отсутствует «эффект памяти». Выпускают аккумуляторные батареи, состоящие из одного элемента, т.к. на один элемент Li-Ion АБ имеет напряжение в 3,7 В.

Недостатки Li-Ion аккумуляторных батарей:

1) Требуется применения схем защиты, которые ограничивают пиковое напряжение на каждом элементе в процессе заряда и предупреждают падение напряжения ниже допустимого значения при разряде.

2) Для них свойственно старение вне зависимости от того, использовалась батарея или нет, емкость снижается уже через год.

Типичный вид разрядных характеристик Li-Ion аккумуляторов представлен на рисунках 1.12 и 1.13. Из рисунков заметно, что с увеличением тока разряда разрядная емкость аккумулятора незначительно уменьшается и снижается рабочее напряжение. При разряде, если температура ниже 10 °С, возникает такой же эффект. Наряду с этим, при малых температурах, происходит начальная просадка напряжения.

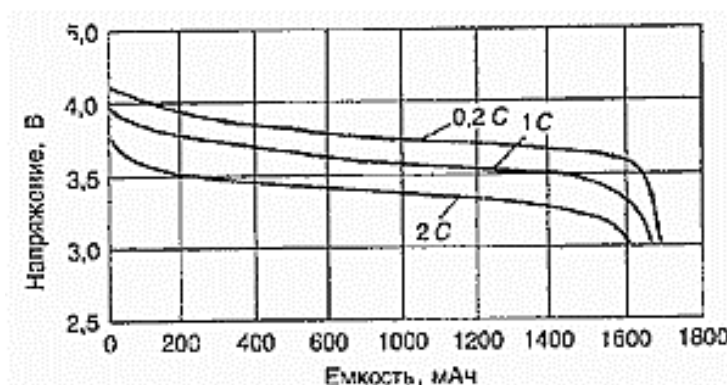


Рисунок 1.12 — Разрядные характеристики Li-Ion аккумулятора при различных токах

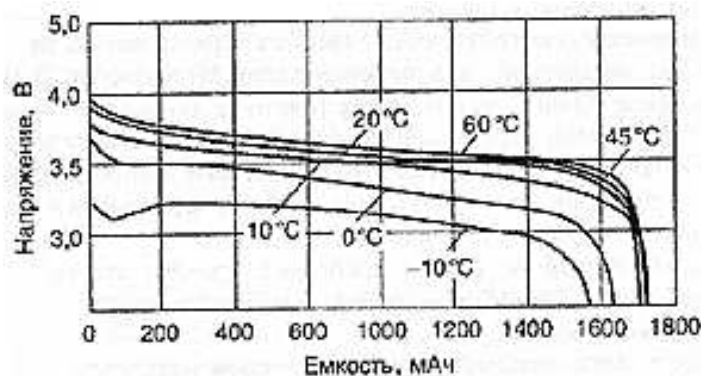


Рисунок 1.13 — Разрядные характеристики Li-Ion аккумулятора при различной температуре.

Современные свинцово-кислотные аккумуляторные батареи имеют высокие удельные энергетические характеристики до $40 \frac{\text{Вт}\cdot\text{ч}}{\text{кг}}$. В состоянии

постоянной подзарядки и редком глубоком разряде (буферный режим) при нормальной температуре работоспособны в течение длительного периода (более 10 лет). При полном разряде и заряде (циклический режим) позволяют проводить несколько сотен циклов до потери емкости на 20%. Данные АБ могут работать при температуре $-30 \div 50 \text{ }^\circ\text{C}$. Так же могут работать при температуре не ниже $-15 \text{ }^\circ\text{C}$.

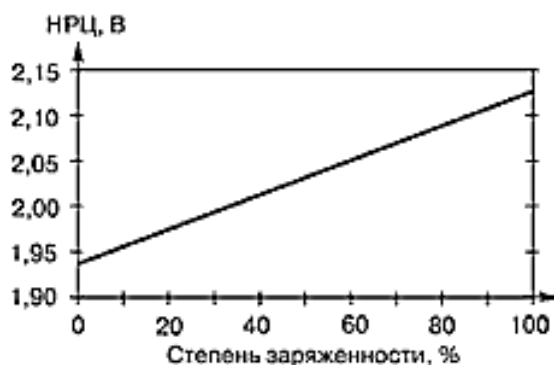


Рисунок 1.14 — Зависимость напряжения разомкнутой цепи от степени заряженности

Емкость, приобретенная при разряде в течение 20 часов током 0,05С, считается номинальной. Емкость, отдаваемая аккумулятором, зависит от тока разряда.

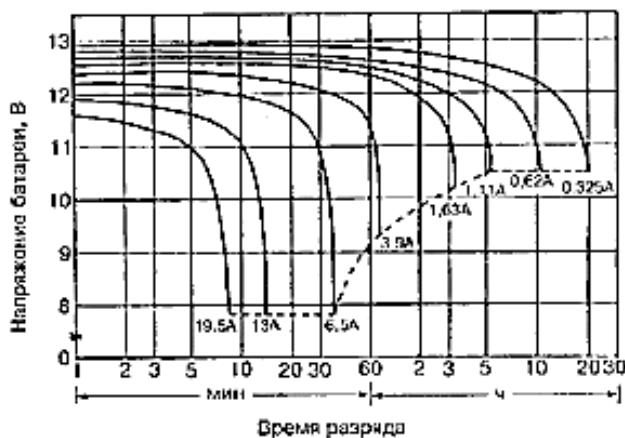


Рисунок 1.15 — Разрядные характеристики герметизированной свинцово-кислотной аккумуляторной батареи

Таблица 1.2 — Сравнительные характеристики АБ

Параметр	Свинцово-кислотные	NI-Cad	Ni-MH	Li-Ion
Удельная плотность энергии, Вт · ч/кг	30 - 50	45 - 80	60 - 120	90 - 120
Внутреннее сопротивление ¹ , Ом	<100 аккумулят. блок 12 В	100-200 аккумулят. блок 12 В	200-300 аккумулят. блок 12 В	25-50 ² аккумулят. блок 12 В
Цикл ⁴	200 – 300	1000 ³	300 – 500 ³	1000 – 2000
Время быстрой зарядки	8-16 ч	1ч	2 – 4 ч	1ч
Терпимость к перезарядке	высокая	средняя	низкая	низкая
саморазряд	5 %	20% ⁵	30 %	10 %
Номинальное напряжение	2 В	1,2 В ⁷	1,2 В	3,3 В
Напряжение отсечки при зарядке	Около 2,4 и 2,5			3,6
Напряжение отсечки при разрядке	1,75	1		2,8
Пиковый ток нагрузки	5С ⁹ (0,2С)	20С(1С)	5С(0,5С)	>30С(<10С)
Температура зарядки	(–20 ÷ 50)°С	(0 ÷ 45)°С		(0 ÷ 45)°С
Температура разрядки	(–20 ÷ 50)°С	(–20 ÷ 65)°С		(–20 ÷ 60)°С
Требования к обслуживанию	3-6 ¹¹ месяцев (подразрядка)	30-60 дней (разрядка)	60-90 дней (разрядка)	Не требуется
Требования к безопасности	Термически стабильны	Термически стабильны, обычно используются термopедохранители		Обязательно защитный контур ¹²

Обозначение надстрочных знаков:

- ¹ – Внутреннее сопротивление АБ зависит от величины миллиампер-часов (мАч), проводки и количества элементов;
- ² – Типоразмер элемента. Он определяет внутреннее сопротивление;
- ³ – Жизненный цикл АБ, проходящих регулярное техническое обслуживание;
- ⁴ – Жизненный цикл АБ зависит от величины разряда, чем меньше величина разряда, тем больше срок службы;
- ⁵ – Наибольшая скорость саморазряда (после заряда);
- ⁶ – Защитный контур, который потребляет 3% от запасенной энергии в месяц;
- ⁷ – Чаще используется номинальное напряжение 1,25; 1,2 В;
- ⁸ – Низкое внутреннее сопротивление уменьшает падение напряжения под нагрузкой и литий-ионные аккумуляторы часто имеют маркировку с большим значением, чем 3,6 В / элемент. Элементы с маркировкой 3,7 В и 3,8 В полностью совместимы с 3,6 В;
- ⁹ – Способен выдерживать большой импульс тока нагрузки, но нужно время для восстановления;
- ¹⁰ – Не рекомендовано заряжать литий-ионные аккумуляторы регулярно при температуре ниже нуля;
- ¹¹ – Необходимо техническое обслуживание для предотвращения сульфатации;
- ¹² – Для большинства литий-ионных АБ отсечка происходит, если напряжение меньше чем 2,20 В и больше чем 4,30 В.

На основании таблицы 1.2 проанализировав достоинства и недостатки аккумуляторных батарей и электрических характеристик для исследования выбрана литий-ионные аккумуляторные батареи.

1.8 Выпрямительное устройство

Производство и распределение электрической энергии в основном осуществляется на переменном токе, вследствие простоты трансформации напряжения. Однако значительная часть производимой электрической энергии (30-35%) используется на постоянном токе, в том числе и для передачи на расстояния.

Устройство, которое преобразует переменный ток в постоянный, называется выпрямителем.

Выпрямитель можно представить в виде структурной схемы, в которую входят: силовой трансформатор (СТ), вентильный блок (ВБ), фильтрующее устройство (ФУ), цепь нагрузки (Н).

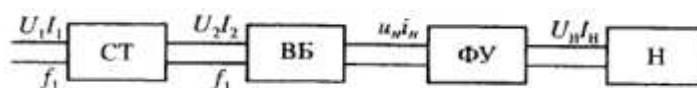


Рисунок. 1.16— Структурная схема выпрямителя

Силовой трансформатор служит для согласования входного и выходного напряжений выпрямителя. Возможны различные соединения обмоток трансформатора соответственно с различными схемами выпрямления. Напряжение вторичной обмотки трансформатора U_2 определяет значение выпрямленного напряжения U_n (или U_d).

Трансформатор позволяет одновременно гальванически развязать питающую сеть U_1, I_1 с f_1 , и цепь нагрузки с U_n, I_n (или U_d, I_d). В последнее время в связи с появившейся возможностью разрабатывать и изготавливать высоковольтные инверторы, работающие на высокой частоте и при непосредственном выпрямлении напряжения сети, используются

бестрансформаторные схемы выпрямления, в которых вентильный блок присоединяется непосредственно к первичной питающей сети. [12]

Вентильный блок выпрямляет переменный ток, подключая вторичное напряжение соответствующей фазы трансформатора к цепи постоянного тока. В вентильном блоке используются, как правило, полупроводниковые диоды или сборки на их основе. На выходе вентильного блока получают знакопостоянное напряжение с высоким уровнем пульсаций, определяемым только числом фаз питающей сети и выбранной схемой выпрямления.

Фильтрующее устройство обеспечивает требуемый уровень пульсаций выпрямленного тока в цепи нагрузки. В качестве ФУ используются последовательно включаемые резистор или сглаживающий дроссель и параллельно включаемые конденсаторы. Иногда ФУ строится по более сложным схемам. В выпрямителях малой мощности установка резистора или дросселя не обязательна.

Трехфазная мостовая схема (схема Ларионова) обладает наилучшим коэффициентом использования трансформатора по мощности, наименьшим обратным напряжением на диодах и высокой частотой пульсации (шестипульсная) выпрямленного напряжения, что, в некоторых случаях, позволяет использовать эту схему без фильтра. Схема применяется в широком диапазоне выпрямленных напряжений и мощностей.

Схема трехфазного мостового выпрямителя содержит выпрямительный мост из шести вентилей, в котором последовательно соединены две трехфазные группы. В нижней группе вентили соединены катодами (катодная группа), а в верхней – анодами (анодная группа). Нагрузка подключается между точками соединения катодов и анодов вентилей. Схема допускает соединение как первичных, так и вторичных обмоток трансформатора звездой или треугольником.

Диаграммы напряжений и токов, поясняющие работу идеализированного трехфазного мостового выпрямителя на активную нагрузку, представлены на рисунок. 1.18

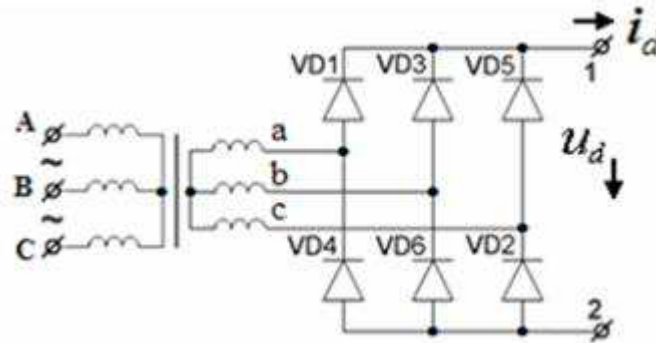


Рисунок 1.17— Структурная схема Ларионова

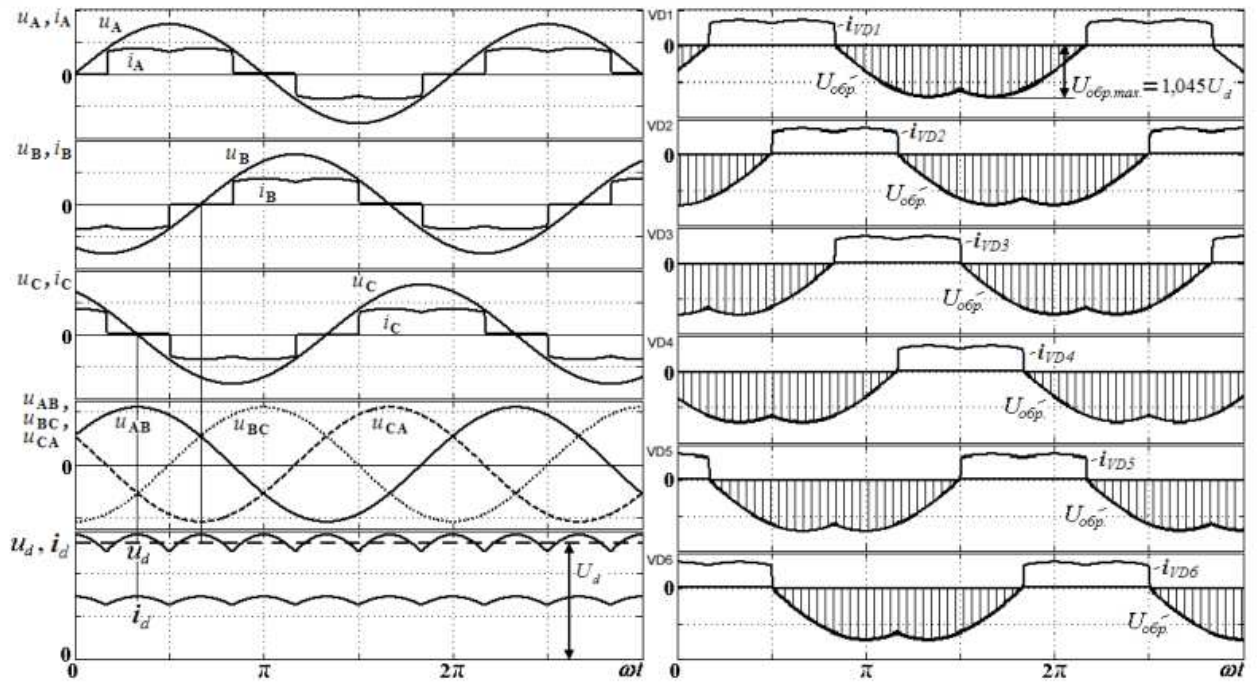


Рисунок 1.18— Диаграммы напряжений и токов в ней при работе на активную нагрузку

1.9 Преобразователи постоянного напряжения в переменное

Электроэнергия, вырабатываемая ветрогенератором, используется для зарядки аккумуляторных батарей постоянным током. Для преобразования постоянного напряжения в переменный (50 Гц, 220/380 В), необходимо использовать специально предназначенные устройства – инверторы.

Не используя инвертор от батареи может питаться только та нагрузка, которая работает на постоянном напряжении, в т.ч. разнообразная портативная техника, энергосберегающие лампы и т.д.

Все автономные инверторы преобразуют постоянный ток аккумуляторных батарей. Чем выше входное напряжение, тем проще схема инвертора и тем больше его КПД. Потери при передаче энергии к аккумуляторам, регуляторам заряда и инверторам значительно уменьшаются при высоком напряжении, однако при этом усложняется конструкция электростанций и их эксплуатация при опасных напряжениях (выше 40 В).

Существует два режима работы инвертора. Первый режим – это режим длительной работы. Данный режим соответствует номинальной мощности инвертора. Вторым режимом – это режим перегрузки. В данном режиме большинство моделей инверторов в течении нескольких десятков минут (до 30 мин) могут отдавать мощность в 1,5 раза больше, чем номинальная. В течение нескольких секунд большинство моделей инверторов могут отдавать мощность в 2,5 – 3,5 раза большую чем номинальная. Сильная кратковременная перегрузка возникает, например, при включении холодильника. Как правило, мощность инвертора примерно равна расчетной мощности ВЭУ.

2. Проектирование комбинированной системы

2.1 Ресурсы ветроэнергетики в России

Проектирование ВЭУ начинается с определения среднегодовой скорости ветра в районе предполагаемого строительства на высоте 50 м над уровнем моря. Для этого рассмотрим атлас ветров России. На территории РФ наблюдается неравномерность распределения ветроэнергетических ресурсов.

На рисунке 2.1 [13] показано, что на территории России ветроэнергетические ресурсы разделены на пять топографических уровней. Наивысший уровень выше 6,0 м/с наблюдается у берегов Охотского, Берингова, Баренцева и Карского морей. Второй уровень относительно высокой скорости ветра 5-6 м/с вдоль побережья Чукотского, Восточно-Сибирского морей и Японского моря на востоке и моря Лаптевых на севере. Третий уровень 3,5-5 м/с – на берегах Азовского, Черного и Каспийского морей на юге и Белого моря на северо-западе. Достаточно высокие скорости ветра наблюдаются в степях Западной Сибири, на Байкале и Урале, а также районах как Среднего, так и Нижнего Поволжья. Наиболее низкий уровень скоростей – над Восточной Сибирью.

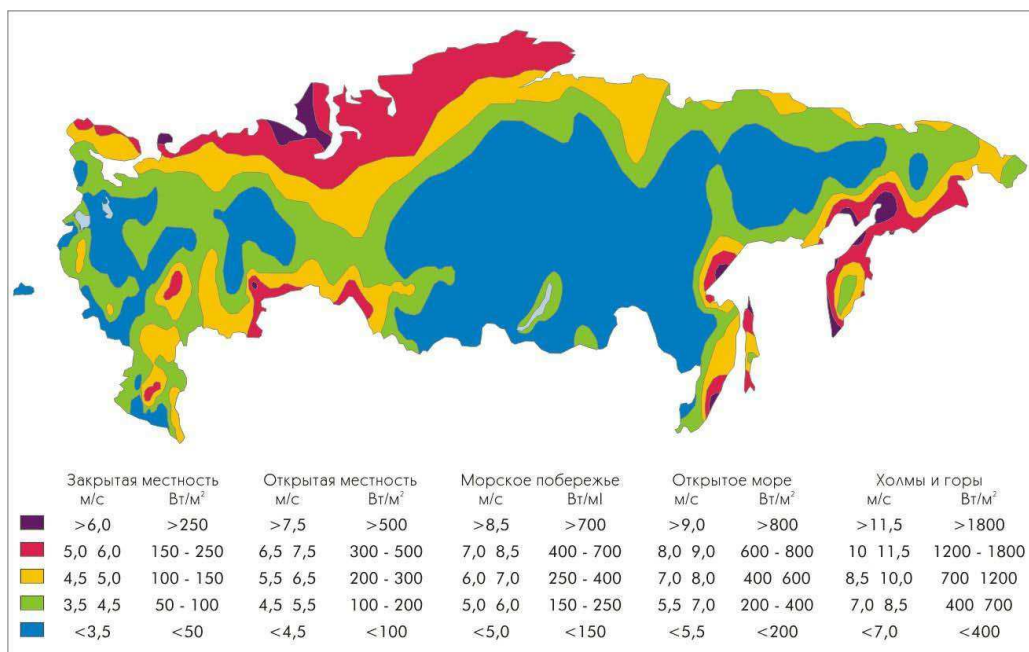


Рисунок 2.1 — Ресурсы ветровой энергии в России

Почти повсеместно во всех регионах России скорость ветра днем выше, чем ночью. Но зимой это различие меньше. Годовая амплитуда колебаний среднесуточных скоростей ветра над Россией незначительна и составляет 2-3 м/с. Более высокий годовой ход средней скорости ветра (4 м/с) наблюдается на Дальнем Востоке, в Восточной и Западной Сибири (кроме северных районов), а также в центре Европейской части России. Над Центральной Сибирью, юго-западом и юго-востоком Европейской части России годовой ход средней скорости ветра составляет 2 м/с. Практически над всеми регионами в зимний и осенний период скорость ветра выше, чем летом и весной. Исключением из правила является южная часть Центральной Сибири, там скорость ветра в теплое время года выше. В таких регионах, как Забайкалье и Якутия большие скорости ветра весной.

2.1.1 Потенциал ветроэнергетики на территории Красноярского края, Республик Тыва и Хакасия

При среднегодовой скорости в 3,5 м/с, характерной для Красноярского края, можно принять, что среднеэнергетическая скорость составит около 5 м/с, а ветряк будет работать треть всего времени.[14] Если проанализировать статистику скорости ветра в Красноярском крае [15], то можно выделить несколько областей с наибольшими значениями силы ветра.

Таблица 2.1. Скорость ветра некоторых районов Красноярского края

Область	Средняя скорость ветра, м/с		Повторяемость различных градаций скоростей за год, %			
	за отопительный период	за 3 наиболее холодных месяца	<1 м/с	2-5 м/с	6-7 м/с	>8 м/с
Ачинск	4,9	4,6	32	46	10	12
о. Диксон	7,5	8,2	11	28	15	46
Дудинка	5,6	5,3	15	41	32	27
мыс Челюскин	6,7	7	10	32	18	40



Рисунок 2.2 – Районирование Красноярского края, Республик Тыва и Хакасия по ветровым зонам

По результатам районирования территории по среднегодовой скорости ветра были определены семь характерных ветровых зон, которые представлены на рисунке 2.2.

Вероятность распределения скоростей по градациям, в рассматриваемых зонах описывается четырехпараметрическим уравнением Гриневича, имеющий вид:

$$\delta = \alpha \frac{\Delta V}{\bar{V}} \cdot \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^b \cdot \exp \left[-c \cdot \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^d \right] \quad (2.1)$$

где \bar{V} – средняя скорость ветра за рассматриваемый период времени, м/с;

ΔV – интервал градации скорости, м/с;

V – скорость ветра, повторяемость которой ищется в интервале от $V - \frac{\Delta V}{2}$ до $V + \frac{\Delta V}{2}$, м/с;

α, b, c, d – параметры уравнения.

Параметры уравнения Гриневича по ветровым зонам представлены на таблице 2.2. Подставляя их в выражение (2.1), можно определить распределение повторяемостей скорости ветра с любым интервалом (рисунок 2.3).

Таблица 2.2 Параметры Гриневича по ветровым зонам

Ветровая зона	Параметры уравнения Гриневича по ветровым зонам			
	a	b	c	d
I	1,731	1,01	1,045	1,45
II	1,735	1,06	1,043	1,46
III	1,801	1,09	1,046	1,52
IV	1,755	1,08	1,044	1,48

Продолжение таблицы

V	1,690	1,28	1,034	1,45
VI	1,531	1,16	1,029	1,3
VII	1,478	1,11	1,027	1,25

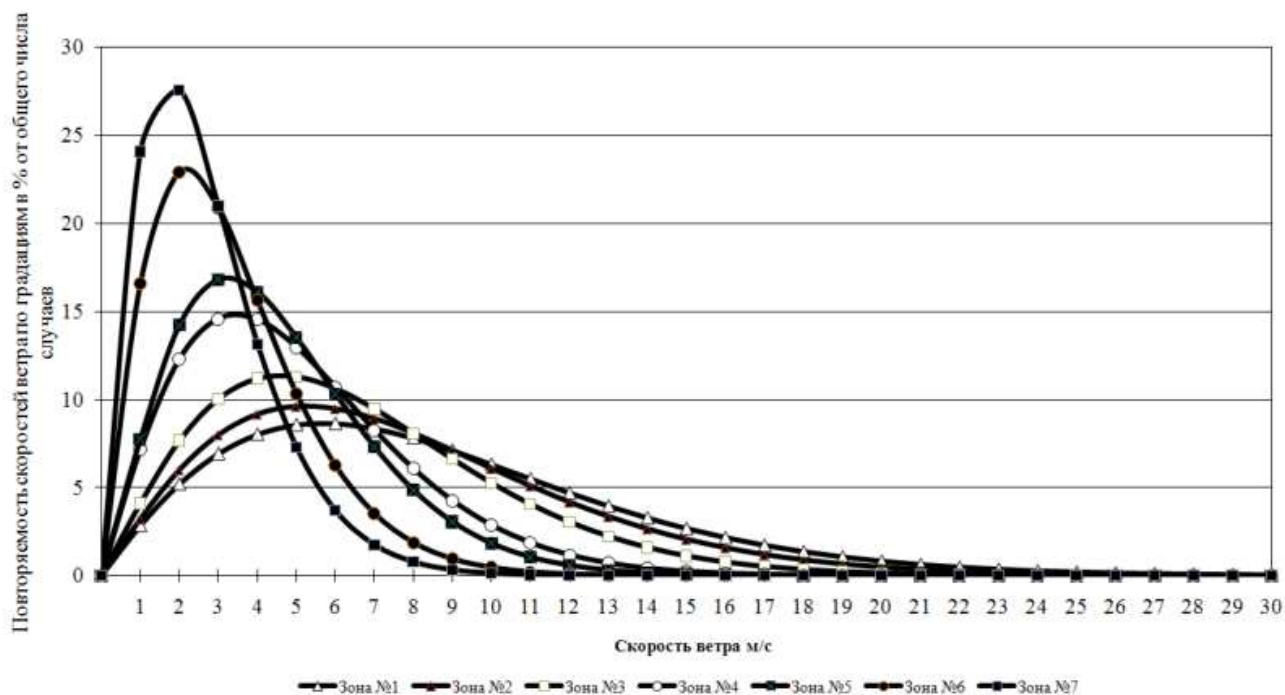


Рисунок 2.3 – Кривые повторяемости скоростей ветра по градациям, Красноярска, Тыва и Хакасии по ветровым зонам

Одним из примеров уже работающей системы ветрогенератором в такой ситуации является базовая станция сотовой связи. В связи с обширными территориями Красноярского края вести линию электропередачи до каждой станции затратно, но обеспечивать мобильной связью автодороги и ЖД-магистрали необходимо. В целях снижения затрат и нагрузки на экологию Сибирский филиал «МегаФона» использует удаленные базовые станции, электропитание которых производится именно с использованием силы ветра.[16] Мощность установок 6 кВт, они обеспечивают 85 % времени подачи

питания. Оставшееся время станция питается от аккумуляторов и штатного дизельного генератора.

Таким образом, подходя комплексно к вопросу использования ветрогенераторов (учитывая отдалённость от линий электропитания, выбирая оптимально месторасположение, высоту, дополнительные источники энергии) и исходя из целей, для которых ветрогенератор устанавливается, в Красноярском крае можно эффективно использовать данный альтернативный источник энергии.

На сегодняшний день существуют объективные причины, препятствующие широкому использованию ветроэнергетики:

- нестабильность параметров выходной мощности ветроустановки в результате непостоянства ветрового потока, поступающего на лопасти турбины;
- нелинейность энергетической характеристики генерируемой мощности;
- низкая эффективность при малых скоростях ветра.

2.2 Определение мощности и занимаемой площади ВЭУ

2.2.1 Расчет пиковой мощности и потребляемой энергии

Вычисление графика потребления и пика мощности частного потребителя энергии может быть проведено с той или иной вероятностью или прогнозированием в связи с непредсказуемостью графика энергозатрат. В связи с этим задача решается всегда индивидуально с соответствующими допущениями и приближениями.

Для этого необходимо определить в соответствии с руководством по

эксплуатации мощность каждого прибора P_i (Вт), который может быть использован на исследуемом объекте. Определить с соответствующими допущениями простую вероятность включения прибора в различное время суток и отметить это в таблице, проставляя мгновенную потребляемую мощность в различные моменты времени. Сложить данные столбцов мгновенной мощности P_i и получить пиковую мощность энергопотребления P_{Π} в конкретное время суток – утром, днем, вечером, ночью ($P_{\text{у}}, P_{\text{д}}, P_{\text{в}}, P_{\text{н}}$). Эти данные используются впоследствии для расчета номинальной мощности инвертора $P_{\text{и}}$.

$$P_{\text{и}} > \text{MAX}(P_{\text{у}}, P_{\text{д}}, P_{\text{в}}, P_{\text{н}}), \text{ Вт} \quad (2.2)$$

Из практики известно, что реальная пиковая мощность подавляющего большинства объектов в конкретное время суток меньше суммы всех мощностей находящихся на объекте приборов, поскольку все электроприборы, как правило, не включаются одновременно. Тем не менее, могут быть исключения, которые должны приниматься во внимание разработчиком.

При проведении расчетов допускается формальное увеличение пиковой мощности в конкретное время суток с целью создания «запаса» по мощности и прогнозирования увеличения энергопотребления в будущем.

Таблица 2.3 Мощность электроприборов и мгновенная потребляемая мощность

Электроприбор	Установленная мощность P_i , Вт	Мгновенная потребляемая мощность P_i , Вт			
		Утро	День	Вечер	Ночь
Телевизор	300	300	0	300	0
Посудомоечная машина	1500	0	0	1500	0

Продолжение таблицы

Стиральная машина	500	0	0	500	0
Микроволновая печь	1500	1500	0	0	0
Электроплитка	1500	1500	0	1500	0
Пылесос	650	0	0	650	0
Лампы накаливания	1000	1000	1000	1000	1000
Люстра	400	400	0	400	0
Электрочайник	2000	2000	0	2000	0
Утюг	1100	1100	0	1100	0
Миксер	200	200	0	200	0
Фен	200	0	0	200	0
Ноутбук	50	0	0	50	0
Зарядка для мобильного	4	4	4	4	4
Холодильник	188	188	188	188	188
Система обогрева	300	300	300	300	300
Другие приборы	1000	1000	1000	1000	1000
Итого в пике $P_{п'}$	12392	9492	2492	10892	2492
		P_y	P_d	P_b	P_n

Определив с соответствующими допущениями время работы в конкретное время суток можно найти энергопотребление каждого прибора за сутки. Сумма энергопотребления всех приборов $E_{сут}$ будет являться количеством энергии, потребляемой объектом в сутки:

$$E_{\text{сут}} = P_i \sum T_i, \text{Вт} \cdot \text{ч} \quad (2.3)$$

Эти данные используются впоследствии для расчета номинальной мощности ветроэнергетической установки и аккумуляторных батарей.

Таблица 2.4 Мощность электроприборов и мгновенная потребляемая мощность

Электроприбор	Установленная мощность $P_i, \text{Вт}$	Время использования $T_i, \text{ч}$				Потребление электрической энергии, $\text{Вт} \cdot \text{ч}$
		Утро 1ч	День 10ч	Вечер 4ч	Ночь 8ч	
Телевизор	300	1	0	2	0	900
Посудомоечная машина	1500	0	0	0,5	0	750
Стиральная машина	500	0	0	1	0	500
Микроволновая печь	1500	0,2	0	0	0	300
Электроплитка	1500	0,5	0	1	0	2250
Пылесос	650	0	0	0,5	0	325
Лампы накаливания	1000	1	0,5	3	1	5500
Люстра	400	0,3	0	2	0	920
Электрочайник	2000	0,1	0	0,1	0	400
Утюг	1100	0,1	0	0,5	0	660
Миксер	200	0,1	0	0,1	0	40
Фен	200	0	0	0,2	0	40
Ноутбук	50	0	0	1	0	50
Зарядка для мобильного	4	0,5	0,2	1	0,2	7,6
Холодильник	188	1	10	4	8	4512
Система обогрева	300	1	2	2	2	2400

Продолжение таблицы

Другие приборы	1000	0,5	0,5	0,5	0,5	2000
Итого	12392	7,3	14,2	20,4	12,7	21554,6

Максимальная пиковая мощность за сутки $P_v = 10892$ Вт. Тогда мощность инвертора должна быть:

$$P_{\text{и}} > 10892 \text{ Вт} \quad (2.4)$$

Принимаем $P_{\text{и}} = 15000 \text{ Вт} = 15 \text{ кВт}$

Количество энергии, потребляемой объектом в сутки:

$$E_{\text{сут}} = 21554,6 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \quad (2.5)$$

На это значение необходимо ориентироваться при дальнейшем расчете номинальной (установленной) мощности ВЭУ и емкости аккумуляторной батареи.

2.2.2 Определение номинальной мощности ВЭУ

Определим номинальную мощность ветроэнергетической установки для автономного энергоснабжения объекта с учетом средней скорости ветра в регионе и энергопотребления объекта.

Определим среднюю скорость ветра в расчетном регионе на основании данных метеорологических служб. При этом необходимо иметь в виду, что данные метеостанций являются усредненными. В связи с этим в дополнение к этим данным можно руководствоваться привязкой к местному ландшафту (аэродинамические коридоры лесных массивов и горных цепей, поймы рек,

продувные урбанизированные районы), соответствующим изменением климата в регионе (изменение направления и силы ветра, колебания температуры) и т.д.

Проанализировав все данные местом установки ветрогенератора был выбран населенный пункт о. Диксон, где среднегодовая скорость ветра $V \approx 7,5$ м/с.

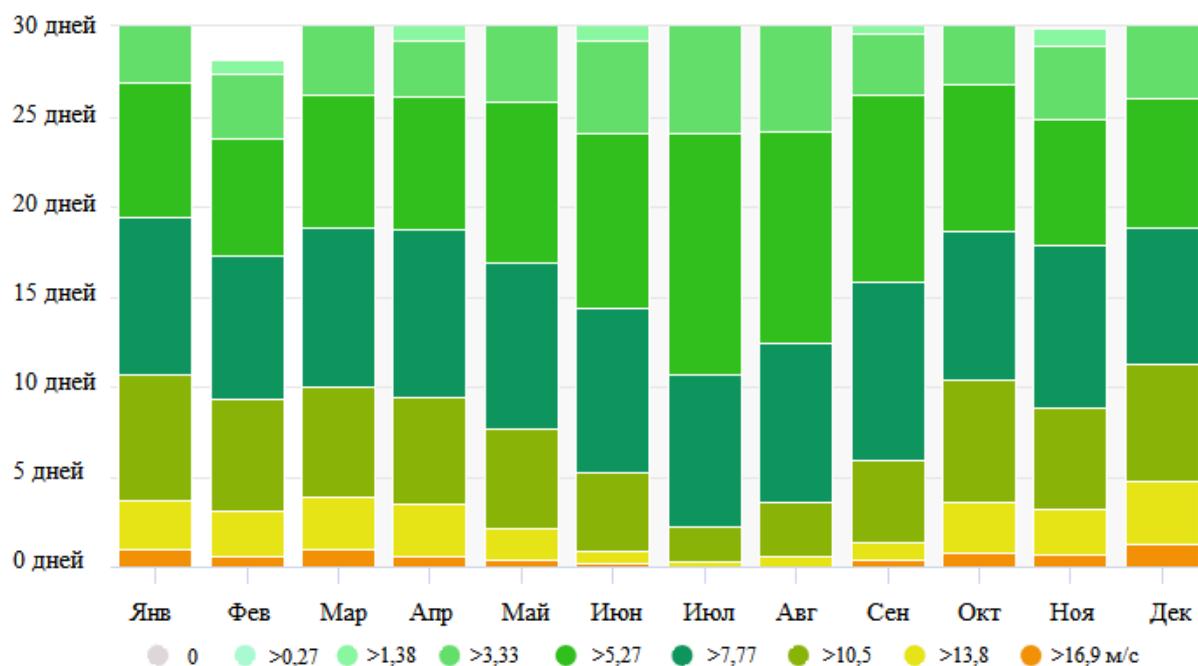


Рисунок 2.4— Диаграмма количества дней и скорости ветра

Диаграмма указывает на те дни в месяце, в течение которых скорость ветра достигает определенного значения на о. Диксон.

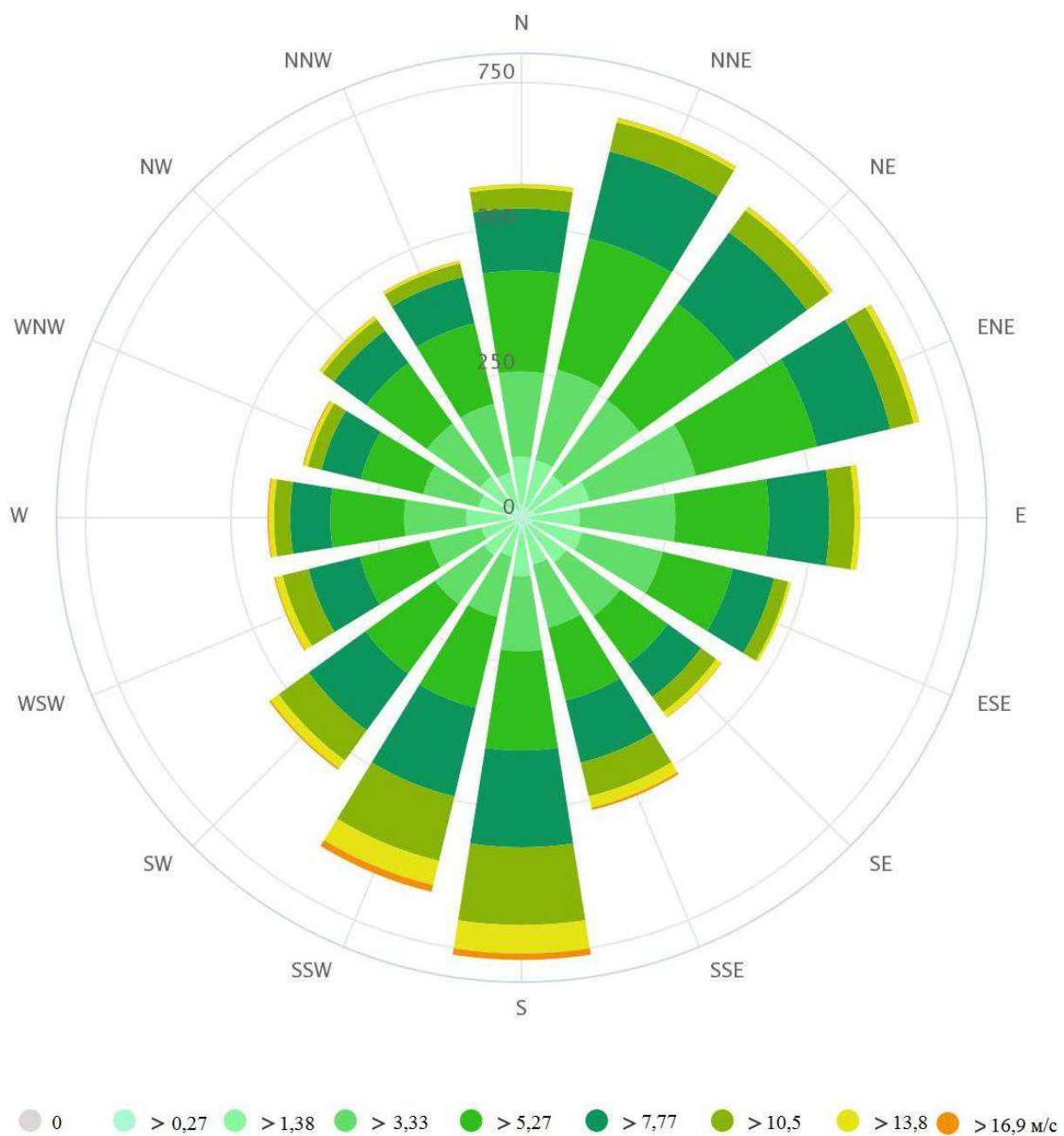


Рисунок 2.5 — Роза ветров

Роза скоростей ветра Диксона указывает на то, что сколько часов за год ветер дует с определенного направления.

Потребление энергии в час составляет:

$$E_{\text{ч}} = \frac{E_{\text{с}}}{24} = \frac{21554,6}{24} = 898,1 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \quad (2.6)$$

Мощность $P_{\text{спец}}$, развиваемая ВЭУ, составляет :

$$P_{\text{спец}} = \frac{E_{\text{ч}}}{1} = \frac{898,1}{1} = 898,1 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \quad (2.7)$$

Но это – мгновенная мощность, развиваемая ВЭУ на расчетной средней скорости ветра. Определив расчетную скорость ветра по данным локальной метеостанции или проведя собственные вычисления, по средней скорости ветра найти мгновенную мощность ВЭУ $P_{\text{мгнВЭУ}}$, развиваемую на этой скорости ветра конкретной ВЭУ. Поиск осуществляется по столбцам средней скорости ветра с определением данных, удовлетворяющих условию:

$$P_{\text{мгнВЭУ}} \geq P_{\text{спец}} \text{ Вт} \quad (2.8)$$

Таким образом, для покрытия мощности нагрузки требуется силовая установка мощностью минимум 3800 Вт при скорости 6 м/с. Даная мощность может быть получена различной комбинацией установок. В ряде случаев можно поставить не одну, а несколько ветроэнергетических установок (ветропарк). Такое решение обуславливается тем, что чем меньше установка, тем на меньших ветрах она стартует и, соответственно, на меньших ветрах начинается выработка электроэнергии.

Имея в виду, что в континентальном климате лучше выбрать малые ветроустановки в связи с более продуктивной работой на слабых ветрах, выбираем ВЭУ-5 в количестве 2 шт.

Для первой итерации примем к установке 2 ВЭУ-5, мощность каждой, при 5 м/с, 900 Вт. Получим суммарную мощность ВЭУ:

Выбор удовлетворяет условию (2.8):

$$2 \cdot P_{\text{мгнВЭУ}} \geq P_{\text{спец}} = 2 \cdot 500 \geq 891,1 \quad (2.9)$$

Проведем проверку. Общая суточная выработка каждой ВЭУ-5 будет:

$$E_{\text{сутВЭУ}} = 12 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.10)$$

Суммарная выработка двух ВЭУ-5:

$$E_{\text{сут2ВЭУ}} = 12 \cdot 2 = 24 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.11)$$

Это удовлетворяет условиям :

$$E_{\text{сут2ВЭУ}} \geq E_{\text{сут}} = 24000 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \geq 21554,6 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \quad (2.12)$$

Таким образом, в процессе расчетов в качестве энергогенерирующего оборудования выбрана ветроэнергетическая установка EnergyWind 8 кВт

Таблица 2.5

Диаметр ветроколеса (м)	5
Мощность (Вт)	8
Номинальная скорость ветра (м/с)	12
Рабочая скорость (м/с)	3~40
Количество лопастей	3

Продолжение таблицы

Контроллер, кВт	Внешний Energy Wind 4-10
Вес, кг	100
Аккумуляторное напряжение, В	48
Гарантия	3

2.2.3 Определение площади, занимаемой ВЭУ

Определим площадь, занимаемую непосредственно ветроэнергетической установкой. Площадь сечения мачты:

$$S_m = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,2^2}{4} = 0,031 \text{ м} \quad (2.13)$$

где S_m – площадь сечения нижнего основания мачты;
 d – диаметр трубы мачты.

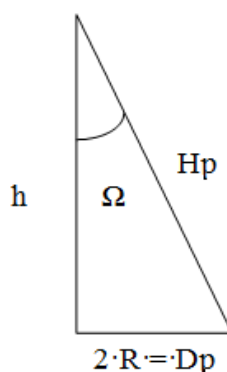


Рисунок 2.6 — Растяжка натянута под углом Ω к оси мачты

Диаметр растяжек:

$$D_p = 2 \cdot h \cdot \sin(\Omega) = 2 \cdot 12 \cdot 0,5 = 12 \text{ м} \quad (2.14)$$

где h – высота мачты;

Ω – угол растяжки (30°)

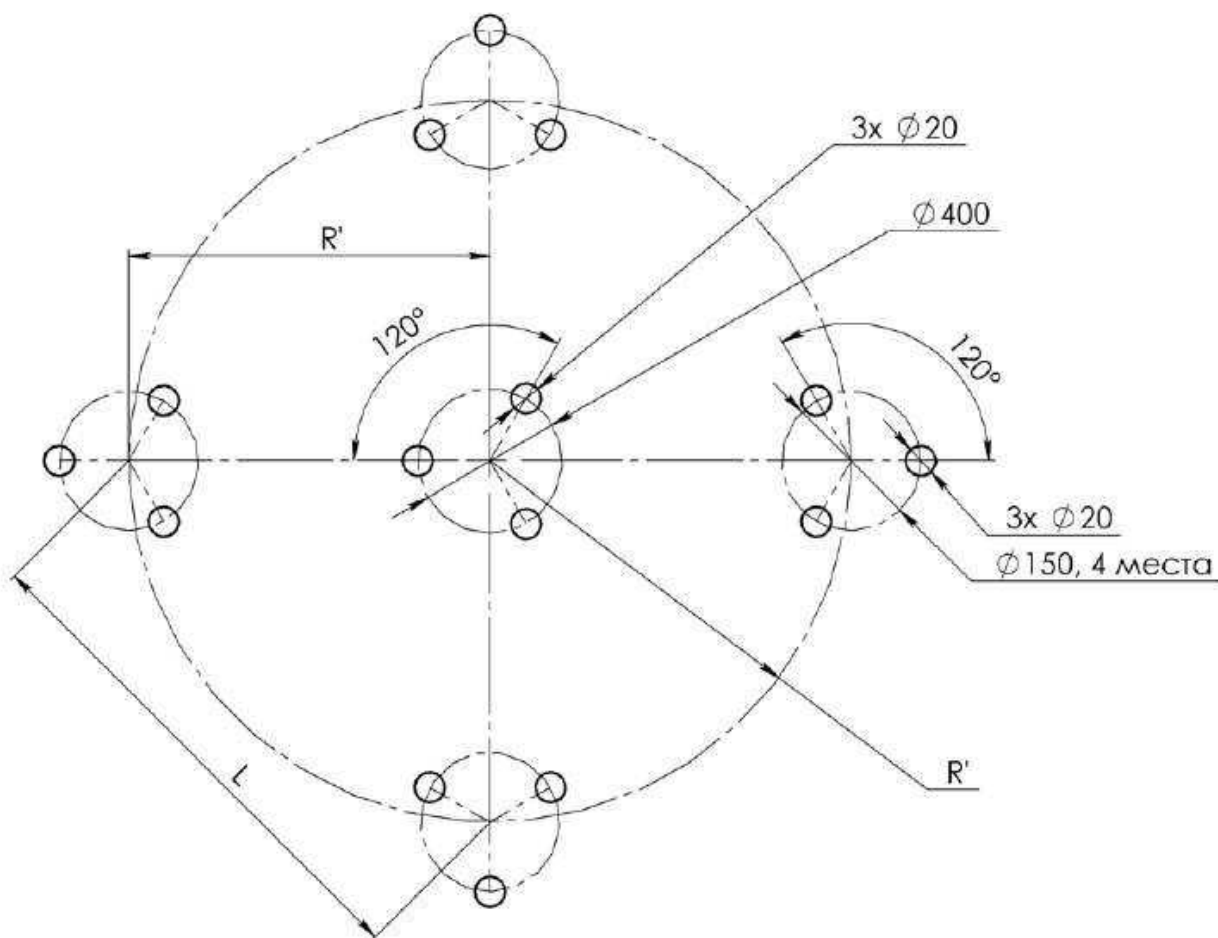


Рисунок 2.7 – Схема расположения фундаментов под мачту (в центре) и растяжки

Площадь S_p , занимаемая растяжками

$$S_p = \frac{D_p^2}{2} = \frac{12^2}{4} = 72 \text{ м}^2 \quad (2.15)$$

2.2.4 Аэродинамические параметры ВЭУ

Ротор (или ветроколесо) ветроэнергетической установки состоит из ступицы (гондолы) и лопастей. В горизонтально-осевых конструкциях, как

правило, устанавливается мультипликатор. Однако в задаче он во внимание не принимается.

Электрическая мощность ВЭУ $P_{\text{Э}}$ вычисляется через аэродинамическую мощность $P_{\text{А}}$ через коэффициент использования энергии ветра (КИЭВ) ξ :

$$P_{\text{Э}} = \xi \cdot P_{\text{А}}, \text{ Вт} \quad (2.16)$$

Реальный ξ горизонтально-осевых установок изменяется в пределах 0,25...0,47. Теоретический максимальный КИЭВ является идеальным и на практике недостижимым в связи с неизбежным наличием потерь:

$\xi_{\text{Ж}} = 0,593$ по Жуковском – Бетцу (наиболее употребим в вычислениях);

$\xi_{\text{С}} = 0,687$ по Сабинину.

Из формулы (!) находим идеальную аэродинамическую мощность $P_{\text{А}}$ при идеальном КИЭВ по Жуковскому:

$$P_{\text{А}} = \frac{P_{\text{Э}}}{\xi} = \frac{5000}{0,593} = 8431 \text{ Вт (идеальный вариант)} \quad (2.17)$$

$$P_{\text{А}} = \frac{P_{\text{Э}}}{\xi} = \frac{5000}{0,4} = 12500 \text{ Вт (реальный вариант)} \quad (2.18)$$

Находим ометаемую площадь ротора:

$$S = \frac{2 \cdot P_{\text{А}}}{\rho \cdot v^3} = \frac{2 \cdot 8431}{1,2041 \cdot 8^3} = 27,35 \text{ м}^2 \quad (2.19)$$

где ρ – плотность воздуха можно принять равной $\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$;

На практике необходимо увеличить ометаемую площадь на 33–35 % с учетом поправки на реальный КИЭВ, составляющий 65–67 % от идеального:

$$S_{\text{реал}} = S \cdot 1,33 = 36,3 \text{ м}^2 \quad (2.20)$$

Из формулы находим диаметр ротора:

$$S = \frac{\pi D^2}{4} \quad (2.21)$$

$$D = \sqrt{4 \cdot \frac{S}{\pi}} = \sqrt{4 \cdot \frac{36,3}{\pi}} = 6,8 \text{ м} \quad (2.22)$$

Вывод: изготовление ВЭУ реально, применение целесообразно.

2.2.5 Расчет параметров лопастей ротора ВЭУ

Число лопастей ротора ветроэнергетической установки n определяет его быстроходность Z – отношение линейной скорости конца лопасти к скорости ветра. Быстроходность выбирается разработчиком на основе требований к конструкции и опыта. Для сильных ветров увеличение быстроходности ротора является в целом положительным мероприятием в связи с увеличением частоты вращения, а для малых ветров параметры высокой быстроходности отрицательно влияют на выработку энергии в связи со снижением крутящего момента ротора. Поэтому универсального оптимального решения по связи числа лопастей, быстроходности и крутящего момента не существует. В связи с этим задача всегда решается исходя из требований, предъявляемых конкретной установкой, находящейся в определенных ветровых условиях.

Из практики известно, что оптимальная быстроходность Z связана с количеством лопастей выражением:

Для горизонтально-осевых роторов:

$$n \approx \frac{80}{Z^2} = \frac{80}{5^2} = 3,2 \approx 3 \text{ шт} \quad (2.23)$$

Число лопастей округляется до ближайшего. Примерные соотношения Z и n показаны на рисунке 2.8

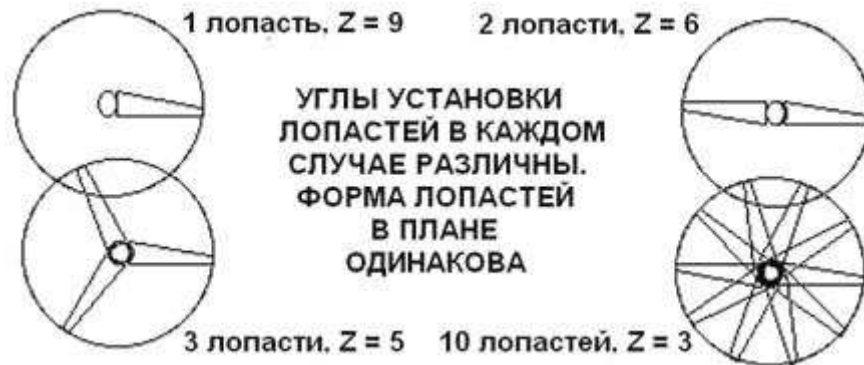


Рисунок 2.8 — Связь быстроходности и количества лопастей

Частота вращения ротора, при номинальной скорости ветра 8 м/с.

$$\omega_{RPM} = \frac{60 \cdot Z \cdot V}{\pi \cdot D} = \frac{60 \cdot 5 \cdot 8}{\pi \cdot 6,8} = 112,4 \text{ об/мин} \quad (2.24)$$

Хорда – наибольшее расстояние между носом и концом профиля лопасти. Длина хорды b является переменной или постоянной величиной.

В случае переменного варианта длина хорды будет зависеть от расстояния от комля лопасти (места ее закрепления на ступице или приблизительно от оси вращения).

$$b = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \left(\frac{R}{r}\right)}{9 \cdot Z^2 \cdot n} = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \left(\frac{R}{r}\right)}{9 \cdot Z^2 \cdot n}, \text{ м} \quad (2.25)$$

где b – расстояние от оси вращения до точки на лопасти, изменяется в пределах $0 < r < R$.

Длина переменной хорды b на 75 % длины лопасти:

$$b = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \left(\frac{R}{r}\right)}{9 \cdot Z^2 \cdot n} = \frac{16 \cdot \pi \cdot 3,4 \cdot \left(\frac{3,4}{3,4 \cdot 0,75}\right)}{9 \cdot 5^2 \cdot 3} = 0,33 \text{ м} \quad (2.26)$$

Вычисляем длину хорды на конце лопасти (т. е. на радиусе ротора R):

$$b_K = \frac{16 \cdot \pi \cdot R \cdot \left(\frac{R}{r}\right)}{9 \cdot Z^2 \cdot n} = \frac{16 \cdot \pi \cdot 3,4 \cdot \left(\frac{3,4}{3,4}\right)}{9 \cdot 5^2 \cdot 3} = 0,25 \text{ м} \quad (2.27)$$

Проверить длину хорды лопасти ротора горизонтально-осевой ветроэнергетической установки можно по эмпирической формуле. Длина хорды на конце лопасти составляет 3,8 % от диаметра ротора D :

$$b_K = D \cdot 3,8 \% = 6,8 \cdot 0,038 = 0,25 \text{ м} \quad (2.28)$$

Переход от ламинарного к турбулентному движению происходит при значении числа Рейнольдса R_{eK} , которое называют критическим. Меньше этого значения сопротивление крыла X велико, а подъемная сила Y мала. Выше этого значения сопротивление X в несколько раз падает, а подъемная сила Y в несколько раз возрастает. Число Рейнольдса в общем случае:

$$R_e = \frac{V_0 \cdot b}{\nu} \quad (2.29)$$

где V_0 – окружная скорость лопасти (линейная скорость точки лопасти)
 $V_0 = V \cdot Z$ на номинальной скорости 8 м/с.;

b – характерный размер (например, длина хорды), м;

ν – кинематическая вязкость среды, м²/с.

Для тела, движущегося в ламинарном несжимаемом потоке воздуха с плотностью 1,2041 кг/м³, число Рейнольдса вычисляется с помощью формулы:

Для конца лопасти хорда b_K :

$$R_e = 68500 \cdot V_0 \cdot b_K = 68500 \cdot V \cdot Z \cdot b_K = 68500 \cdot 8 \cdot 5 \cdot 0,25 = 685000 \quad (2.30)$$

Значение R_e удовлетворяет требованиям для устойчивой работы ВЭУ, так как $R_e \geq 200000$.

Для хорды лопасти $b_{0,75}$ на радиусе $r = 0,75R$ и окружной скорости $V_{0,75} = 0,75 \cdot V_0 = 0,75 \cdot V \cdot Z$:

$$R_e = 68500 \cdot V_{0,75} \cdot b_{0,75} = 68500 \cdot 0,75 \cdot 8 \cdot 5 \cdot 0,33 = 678150 \quad (2.31)$$

Значение также с большим запасом удовлетворяет требованиям.

Длина лопасти берется из соображений прочности компонентов и минимизации влияния индуктивного сопротивления:

$$1,5 \cdot R > L_{\text{лоп}} > 4 \cdot b \quad (2.32)$$

Пусть $L = R = \frac{D}{2} = 3,4$ м, что удовлетворяет условию формулы.

Установочный угол лопасти β является переменным по всей ее длине, так как зависит от быстроходности или угла набегания потока $\Psi = \beta + \alpha$ (α – угол

атаки, т. е. угол, под которым поток действует на лопасть). Практически все профили имеют наивысшее аэродинамическое качество при угле атаки $\alpha = 5^\circ$, что можно брать за основу в расчетах.

Установочный угол каждой точки лопасти зависит от расстояния r и рассчитывается по следующей формуле:

Соответственно установочный угол конца лопасти, где $r = R$

$$\beta = \arctg\left(\frac{2 \cdot R}{3 \cdot r \cdot Z}\right) - \alpha = \arctg\left(\frac{2 \cdot 3,4}{3 \cdot 3,4 \cdot 5}\right) - 5 = \arctg(0,13) - 5 = -4,87^\circ \quad (2.33)$$

Соответственно установочный угол конца лопасти, где $r = 0,75R$

$$\begin{aligned} \beta &= \arctg\left(\frac{2 \cdot R}{3 \cdot r \cdot Z}\right) - \alpha = \arctg\left(\frac{2 \cdot 3,4}{3 \cdot 0,75 \cdot 3,4 \cdot 5}\right) - 5 = \arctg(0,17) - 5 = \\ &= -4,82^\circ \end{aligned} \quad (2.34)$$

Очевидно, что лопасть имеет скрутку по длине для оптимального установочного угла в каждой точке.

Таблица 2.6. Параметры ВЭУ

Быстроходность Z , модули	Число лопастей n , шт	Номинальная частота вращения ω_n , об/мин	Длина хорды конец, м	Длина хорды $0,75R$, м	Длина лопасти $L_{\text{лоп}}$, м	Установочный угол β , град
5	3	112,4	0,25	0,33	3,4	4,87

2.3 Определение мощности инвертора

Перед выбором инверторов необходимо учесть, что известны две группы инверторов, которые различаются по стоимости примерно в 1,5 раза.

Первая группа более дорогих инверторов обеспечивает синусоидальное выходное напряжение.

Вторая группа обеспечивает выходное напряжение в виде упрощенного сигнала, заменяющего синусоиду, как правило, прямоугольной или трапецеидальной формы.

Для подавляющего большинства бытовых приборов можно использовать упрощенный сигнал. Синусоида важна только для некоторых телекоммуникационных приборов

Выбор инвертора производится исходя из составленного графика нагрузки, где пиковая мощность потребления составляет $P_{maxнаг} = 10892$ Вт. Тогда мощность инвертора должна быть:

$$P_{и} > 10892 \text{ Вт}$$

Принимаем $P_{и} = 15000 \text{ Вт} = 15 \text{ кВт}$.

Перед запуском ветрогенератора необходимо помнить, что суммарная мощность подключаемых к инвертору потребителей не должна превышать, номинальную мощность подключаемого инвертора.

Использование с перегрузкой может привести к выходу инвертора из строя. При подключении к инвертору ветрогенератора различных типов нагрузки, необходимо выполнять следующее правило: сначала подключается индуктивная нагрузка с самым большим пусковым током, далее с меньшим, последним – подключается нагрузка с самым маленьким значением активной нагрузки. Невыполнение этих требований может привести к выходу из строя.

2.4 Расчет емкости аккумуляторных батарей

Выработанную электрическую энергию необходимо мгновенно потреблять, это необходимо для нормального функционирования ВЭУ. Следовательно, если мощность вырабатываемая ВЭУ меньше чем ее потребление, ее необходимо запасать. Кроме этого для покрытия кратковременных пиков энергопотребления необходим накопитель энергии, который запасает излишки энергии во время избытка мощности (малой нагрузки) и отдает запасенную энергию во время дефицита мощности.

Примем условие, что аккумуляторная батарея должна обеспечивать запас электроэнергии равный половине суточного потребления.

$$E_{\text{ВЕЧ}} = \frac{E_{\text{сут}}}{2} = \frac{21554,6}{2} = 10777,3 \text{ Вт} \cdot \text{ч} \quad (2.35)$$

Каждый час в течение времени T потребляется энергия, равная мощности, потребляемой в единицу времени $T = 12\text{ч}$:

$$P_{\text{ВЕЧ}} = \frac{E_{\text{ВЕЧ}}}{T} = \frac{10777,3}{12} = 898,1 \text{ Вт} \quad (2.36)$$

Учитывая напряжение $U_{\text{рег}} = 48 \text{ В}$, потребляемую мощность $P_{\text{АКБ}}$, найдем ток потребления $I_{\text{РЕГ}}$:

$$P_{\text{ВЕЧ}} = U_{\text{рег}} \cdot I_{\text{РЕГ}}$$
$$I_{\text{РЕГ}} = \frac{P_{\text{ВЕЧ}}}{U_{\text{рег}}} = \frac{898,1}{48} = 18,7 \text{ А} \quad (2.37)$$

Определим общую емкость блока аккумуляторов:

$$C_{\text{АКБ}} = I_{\text{РЕГ}} \cdot T = 18,7 \cdot 12 = 224,4 \text{ А} \cdot \text{ч} \quad (2.38)$$

Однако это общая емкость блока аккумуляторов, которая должна быть отдана потребителю. Тем не менее, химический аккумулятор не рекомендуется разряжать более чем на 50 %. Поэтому величину $C_{\text{АКБ}}$ необходимо удвоить, чтобы получить реальную емкость $C_{\text{АКБреал}}$:

$$C_{\text{АКБреал}} = C_{\text{АКБ}} \cdot 2 = 224,4 \cdot 2 = 448,8 \text{ А} \cdot \text{ч} \quad (2.39)$$

Емкость единичной аккумуляторной батареи C_i может быть найдена из формулы:

$$C_i = \frac{C_{\text{АКБреал}}}{m} = \frac{448,8}{4} = 112,2 \approx 120 \text{ А} \cdot \text{ч} \quad (2.40)$$

Округлим в сторону ближайшего большего номинального значения. C_i подбирается исходя из емкостного ряда имеющихся на рынке аккумуляторов. Как правило, это ряд представлен емкостями 50, 55, 60, 65, 70, 75, 90, 120, 190, 200, 400 и т.д. А · ч. Также необходимо учитывать, что выходное напряжение аккумуляторной батареи 12 В, а номинальное напряжение на входе регулятора должно быть 48 В. Следовательно, аккумуляторы следует соединять группами последовательно по $48/12=4$ элемента.

2.5 Выбор дизель-генераторной установки

Дизель генераторная установка является резервным источником энергоснабжения для потребителя, поэтому для произведения выбора

мощности установки, принимаем что ДГУ должна обеспечивать 50% от максимальной нагрузки потребности потребителя. Исходя из составленного графика нагрузки, пиковая мощность потребления $P_{maxнагр} = 10892$ Вт. Тогда мощность ДГУ должна быть $P_{дгу} > 10892/2$ Вт. Принимаем $P_{дгу} = 6$ кВт.

Необходимо обеспечить потребителей электроэнергией в любых ситуациях, число и мощность дизель-генератора следует проводить с учетом следующих требований:

1. Суммарная мощность агрегатов должна быть на 25% больше суточного максимума нагрузки:

$$P_{\Sigma} \geq 1,25P_{max}$$

2. Для удобства обслуживания, желательно выбирать ДЭС одинакового типоразмера.

3. Загрузка дизель-генераторов должна находиться в пределах 25-80% относительно номинальной.

4. Количество дизельных электроагрегатов должно быть избыточным для обеспечения возможности вывода из работы агрегатов для сервисного обслуживания, текущего и капитального ремонтов.

5. Условие эксплуатации дизельных электростанций должны соответствовать климатическим характеристикам местности.

Для анализа технико-экономических показателей ДЭС необходимо оценивать зависимость расхода топлива дизель-генератора от степени его загрузки.

Основные требования к выбираемому оборудованию:

- 1) Мгновенная активная мощность $P = 6$ кВт;
- 2) Трехфазное исполнение;
- 3) Возможность автоматического запуска;
- 4) Время непрерывной работы не менее 12 ч;

5) Работа на дизельном топливе.

Примем к установке ДГУ типа ТСС SDG 6000ЕНЗ

Таблица 2.7 Технические характеристики ДГУ.

Мощность номинальная/ максимальная (кВт)	6/ 6,5
Напряжение (В)	230/400
Число фаз	3
Частота (Гц)	50
Частота вращения (об/мин)	3000
Инверторная модель	нет
Тип генератора	синхронный
Пуск	электростартер
Наличие автомата ввода резерва	есть
Исполнение	открытое
Функция сварки	нет
Расход топлива при 75% нагрузке (л/ч)	2,8
Объем топливного бака (л)	15
Уровень шума (дБ)	82
Модель	ТСС SDG 6000ЕНЗ с АВР

На основе линеаризации расходных характеристик дизельного двигателя можно использовать приближенную формулу для определения удельного расхода топлива на генерирование 1 кВт · ч электроэнергии:

$$G_1 = K_{xx}G_H + (1 - K_{xx})G_H \frac{P_1}{P_H} \quad (2.41)$$

где G_1 , G_H – фактический и номинальный расход топлива;

P_1 , P_H – фактическая и номинальная мощность ДЭС;

K_{xx} – коэффициент, характеризующий топливопотребление дизеля на холостом ходу ($K_{xx} \approx 0,3$).

Зная удельное потребление дизеля для соответствующего режима нагрузки и объем произведенной электроэнергии можно определить количество израсходованного топлива за рассматриваемый период времени:

$$Q_T = G_1 W$$

где W - энергия, произведенная за день, месяц, год.

3. Составление элементов математической модели

Для оценки работы составляемого алгоритма необходимо проверить его работу на математической модели. Модель составим при помощи программного пакета MatLab Simulink.

Simulink – это графическая среда имитационного моделирования, позволяющая при помощи блок-диаграмм в виде направленных графов, строить динамические модели, включая дискретные, непрерывные и гибридные, нелинейные и разрывные системы.

Интерактивная среда Simulink, позволяет использовать уже готовые библиотеки блоков для моделирования электросиловых, механических и гидравлических систем, а также применять развитый модельно-ориентированный подход при разработке систем управления, средств цифровой связи и устройств реального времени.

3.1 Моделирование ветроэнергетической установки

Для обзора работоспособности была разработана модель ветроустановки средней мощности с переменной скоростью вращения.

Для сложного нелинейного объекта, каковым является ветроэнергетическая установка (ВЭУ), при детальном исследовании требуется создать математическую модель, достаточно сложную и требующую разбиения её на более мелкие и удобные для исследования части. Каждая модель при определенных допущениях с различной степенью детализации позволяет достаточно точно описать отдельные аспекты работы исследуемого объекта.

Создана модель ветроэнергетической установки, включающая в себя модели: 1) ветротурбины; 2) синхронного генератора с постоянными магнитами.

Модель преобразует скорость ветряных потоков, с помощью ветроколеса и через ротор вращает электрогенератор, который, в свою очередь, через преобразователь питает нагрузку или производит заряд АБ.

На вход блока Wind Turbine задаётся скорость ветра в м/с., ветроколесо выдает моментна двигатель согласно механической характеристике представленной на рисунке 3.1, блок работает в относительных единицах. Для преобразования в о.е. используются коэффициенты (T_m –номинальный момент, w_n – номинальная скорость ротора). Из механической характеристики видно, что при определённой скорости ветра, и частоте вращения, достигается максимальная мощность. Генератор в зависимости от нагрузки увеличивает (при малых нагрузках) или уменьшает (при больших нагрузках) скорость ротора. При изменении скорости ротора меняется момент выдаваемый ветроколесом. Таким образом, управляя нагрузкой генератора (т. е. отбором мощности) можно переводить ВЭУ из одной точки механической характеристики в другую. [17]

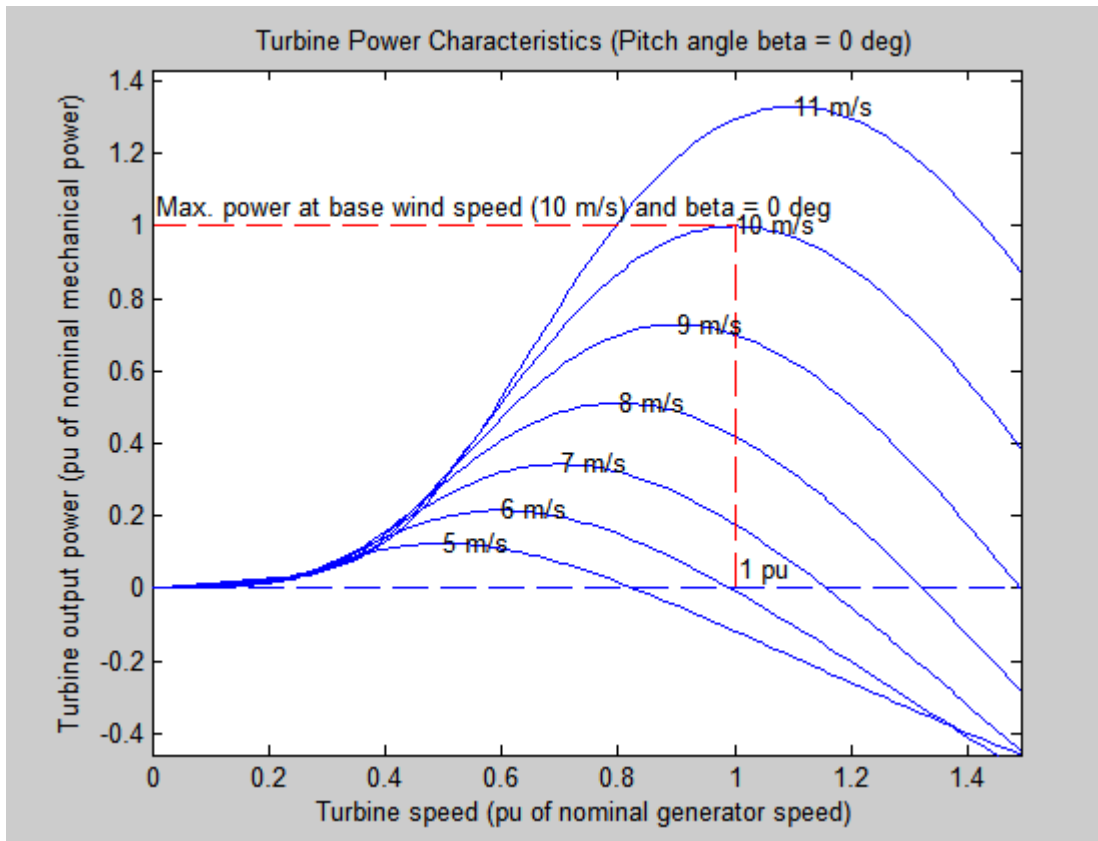


Рисунок 3.1 — Математическая модель ветроустановки

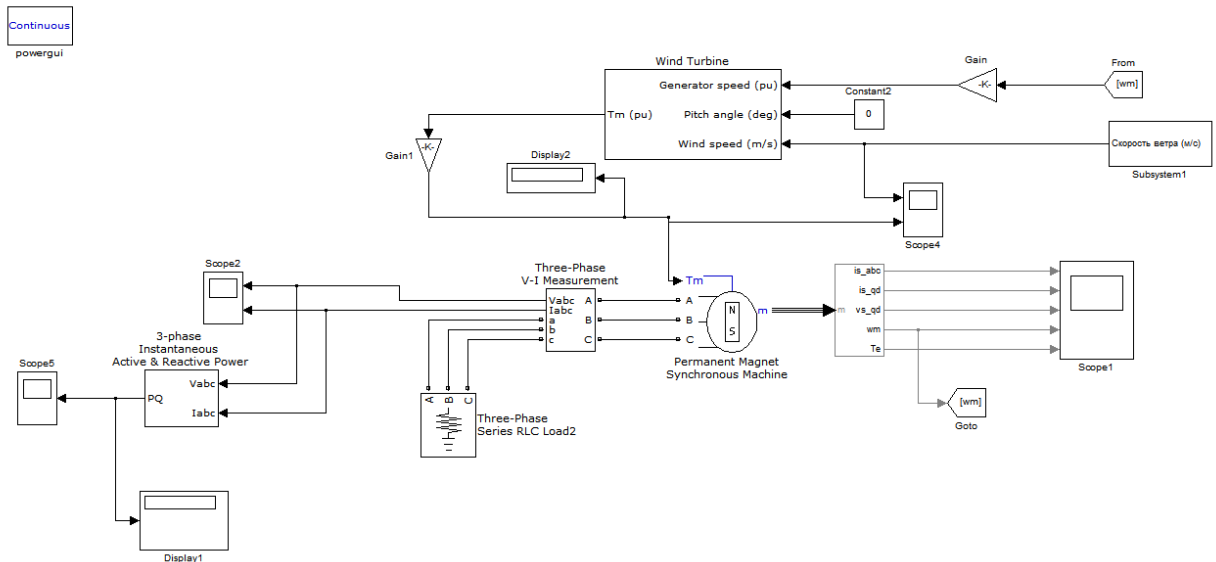


Рисунок 3.2 — Математическая модель ветроустановки

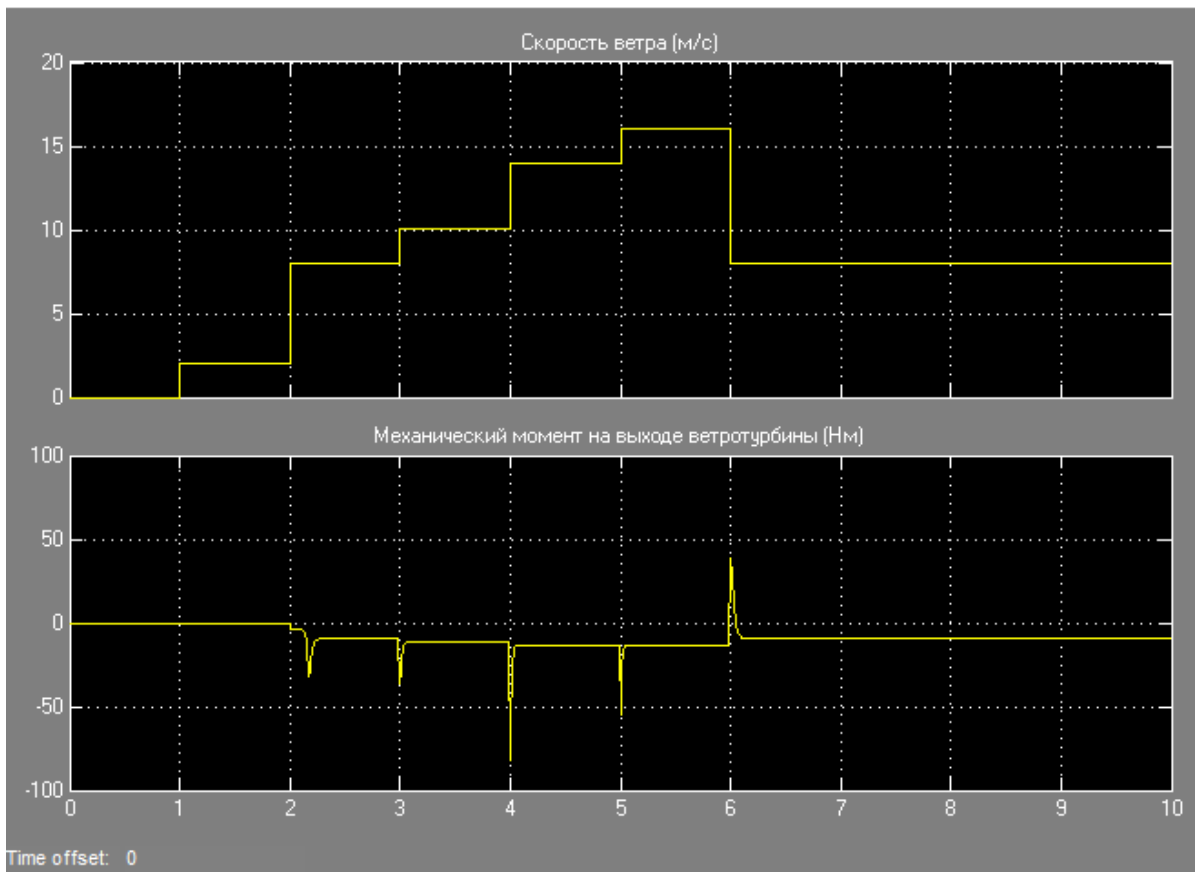


Рисунок 3.3— График скорости ветра и механического момента на выходе ветротурбины.

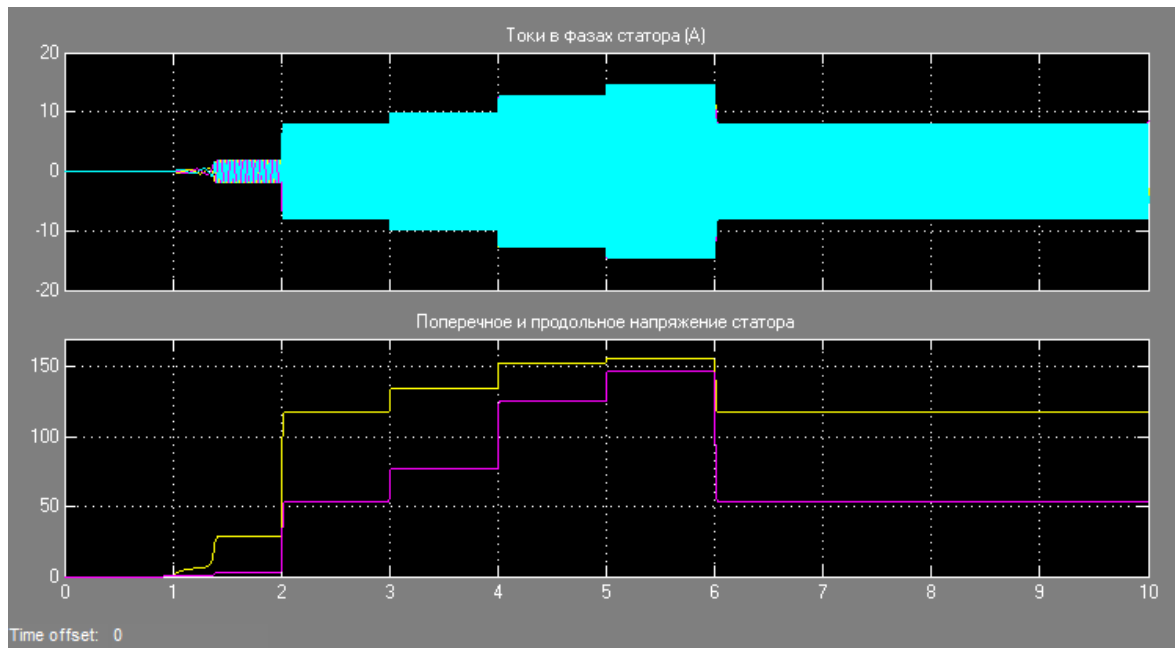


Рисунок 3.4 —График фазных токов статора и поперечное и продольное напряжение статора.

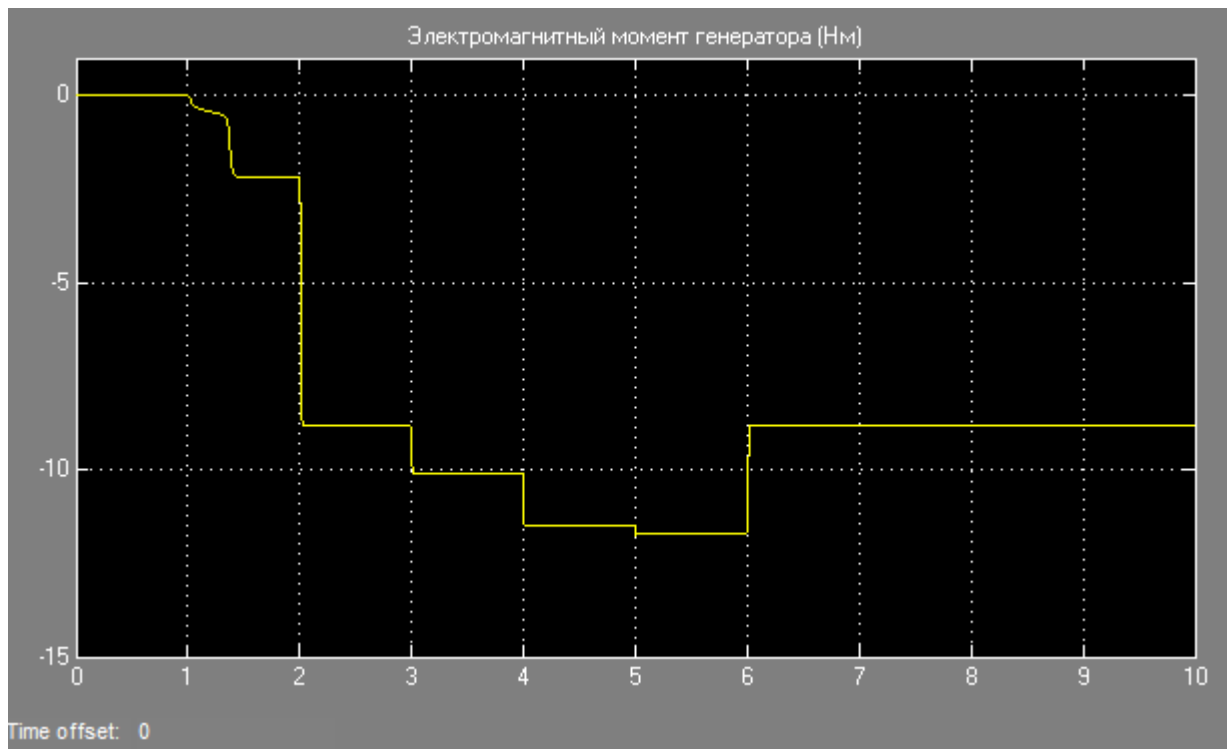


Рисунок 3.5 — Электромагнитный момент генератора

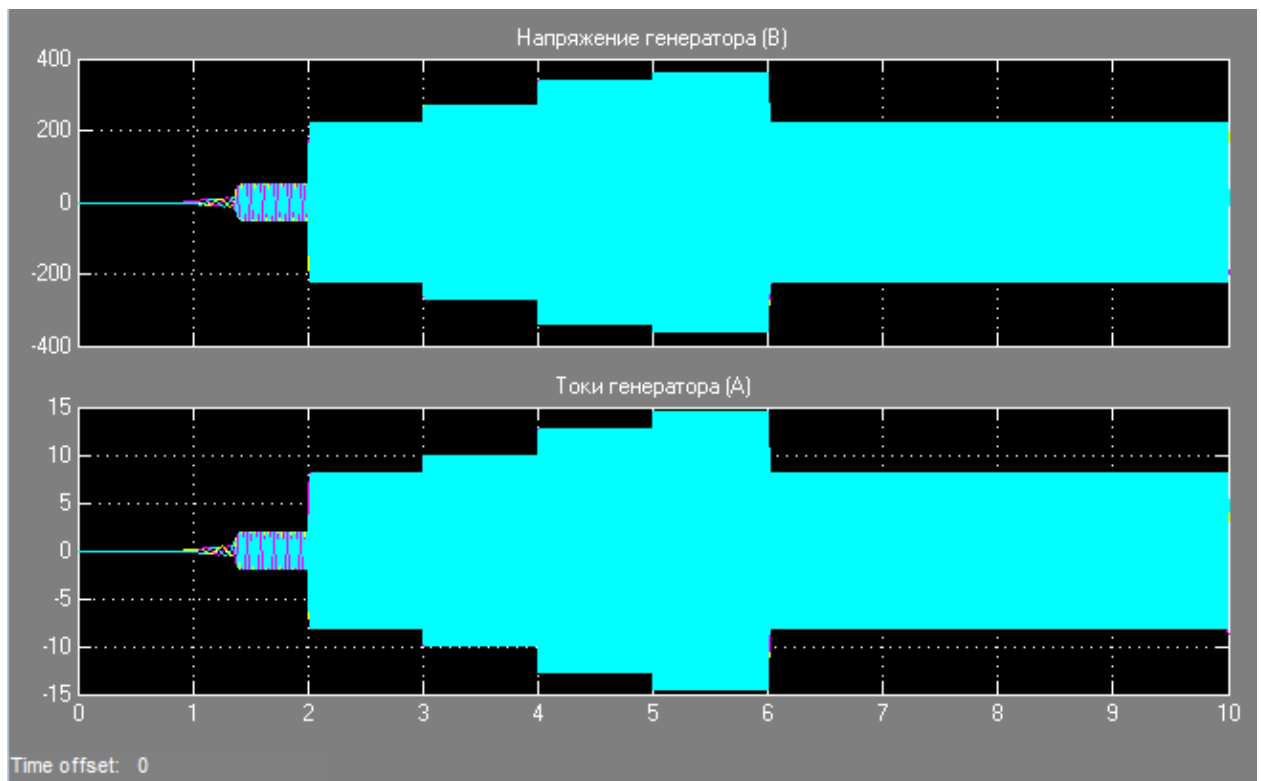


Рисунок 3.6 — Напряжение и ток генератора

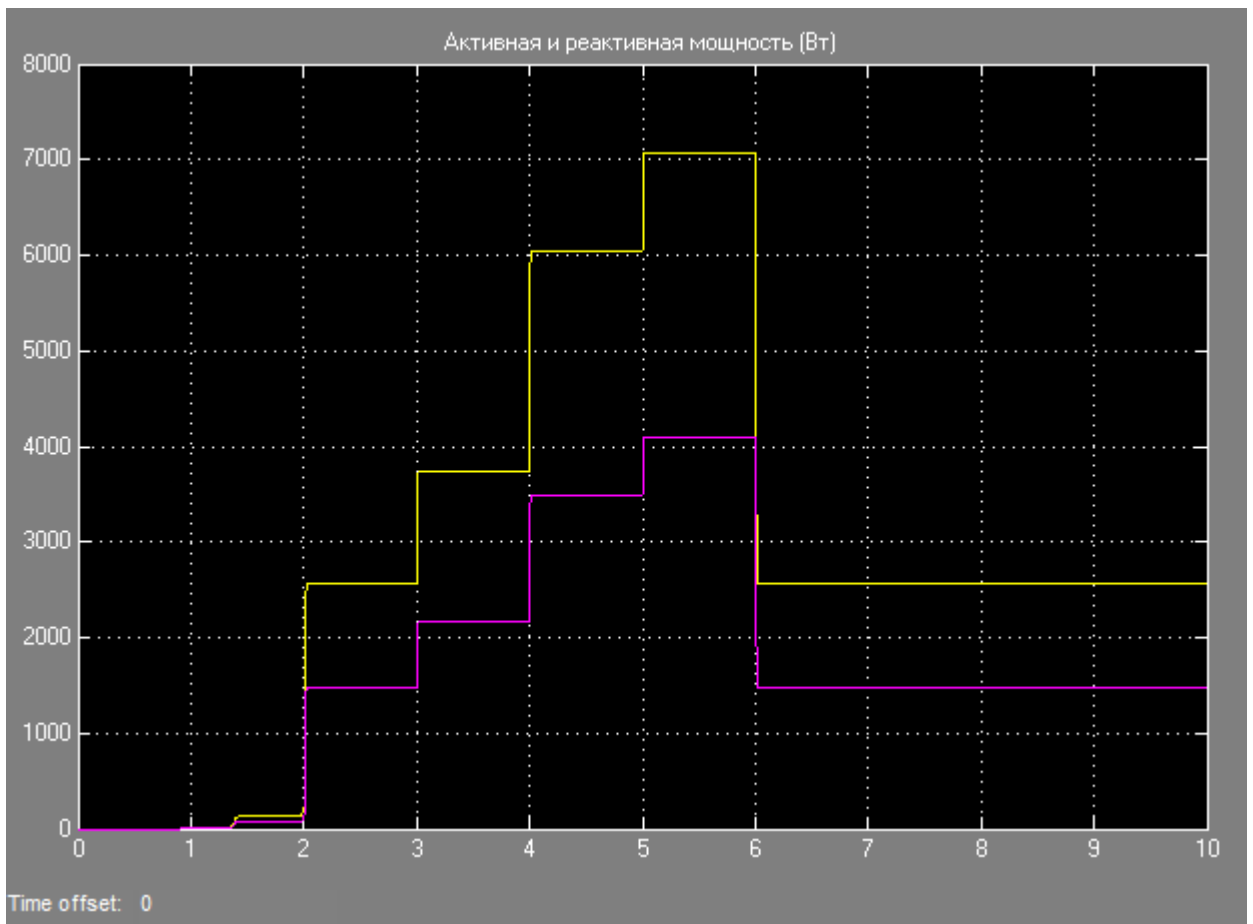


Рисунок 3.7 — Активная и реактивная мощность генератора

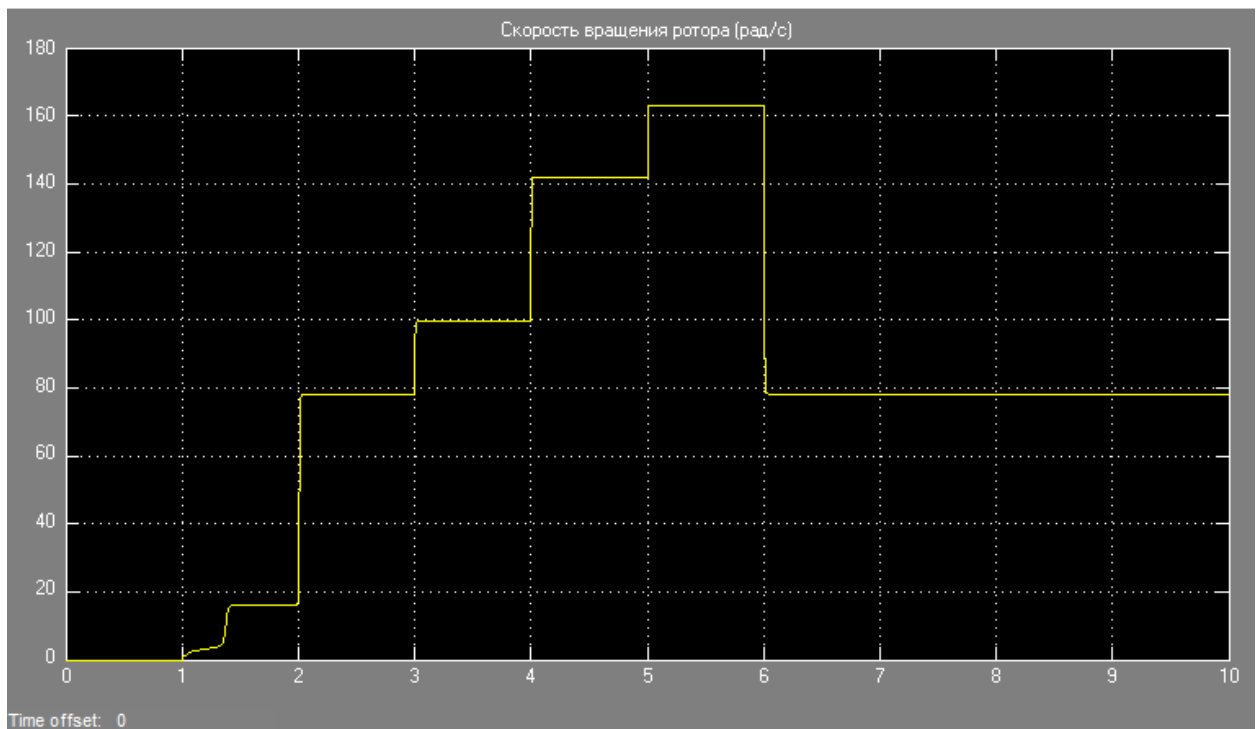


Рисунок 3.8 — Скорость вращения ротора

Как видно из графиков в момент времени 1 с скорость ветра увеличивается до 2 м/с, начинается разгон генератора, но ввиду того что для генератора это достаточно низкая скорость ветра и он достаточно не разогнался, вырабатываемая мощность пренебрежимо мала. В момент времени 1,3 с происходит увеличение скорости ветра до 8 м/с, генератор разгоняется и начинает отдавать электроэнергию потребителю.

В момент времени 0,3 происходит очередной ступенчатый наброс скорости ветра до 10 м/с. Это скорость для выбранной ВЭУ является номинальной. При номинальном режиме генератор вырабатывает 6 кВт электроэнергии для потребителя или уходит на заряд аккумуляторных батарей через неуправляемый выпрямитель. Графики заряда, напряжение аккумуляторных батарей изображены на рисунке 3.22 и 3.23

3.2 Моделирование дизель-генератора

Для упрощения модели дизель-генератора, будем задавать постоянную мощность дизельной установки, тем самым исключим модель дизельного двигателя, а ограничимся только моделью синхронного генератора.

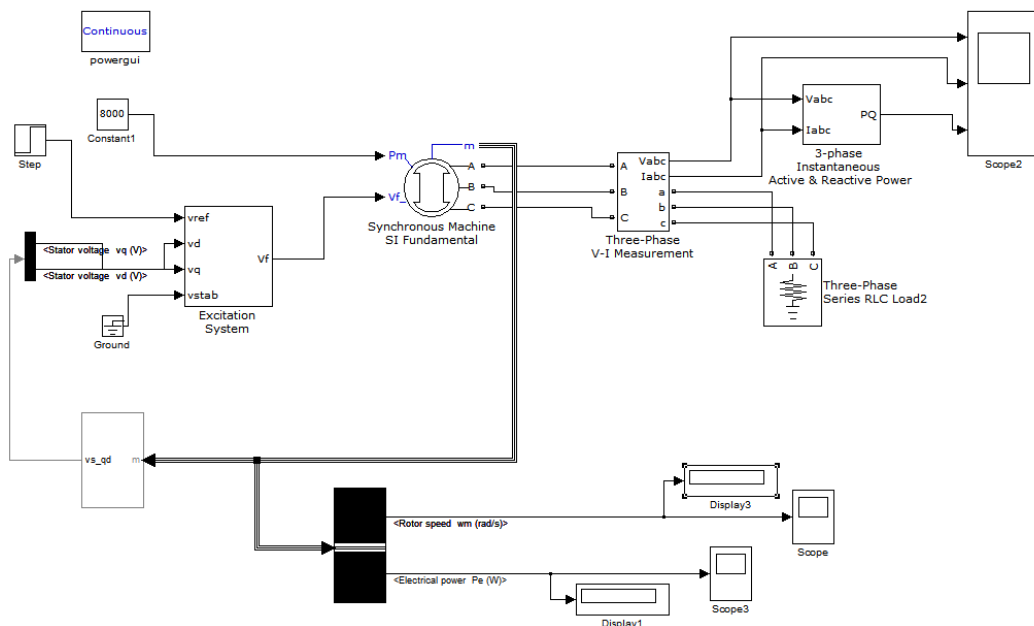


Рисунок 3.9 — Схема дизель - генератора в Matlab

Одной из главных составных частей нашей модели является блок Excitation System схема которого показана на рисунке (3.10) является моделью системы возбуждения для синхронной машины. Позволяет регулировать напряжение на зажимах машины, работающей в генераторном режиме. Основными элементами системы возбуждения являются регулятор напряжения и возбудитель.

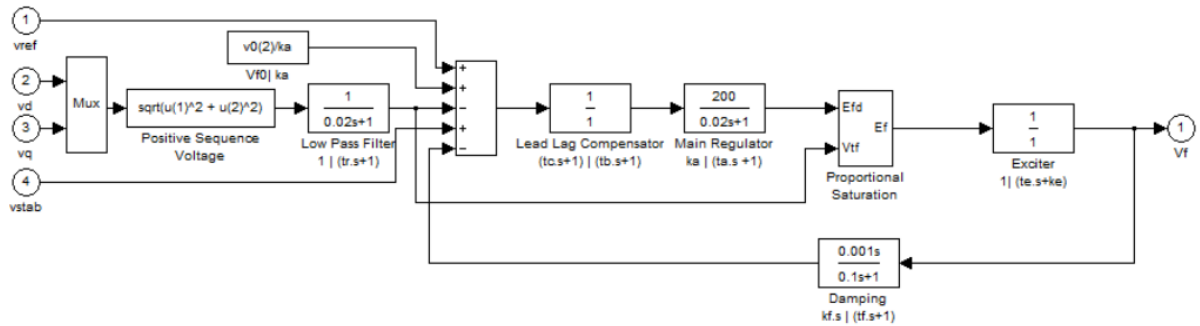


Рисунок 3.10—Схема блока возбуждения

На первый вход блока (vref) подается требуемое значение напряжения на зажимах статора. На второй (vd) и третий (vq) входы подаются текущие значения проекций напряжений статора на оси q и d. Четвертый вход может быть использован для создания контура стабилизации мощности машины. Все входные переменные и выходная переменная имеют размерность относительных единиц (р.у.).

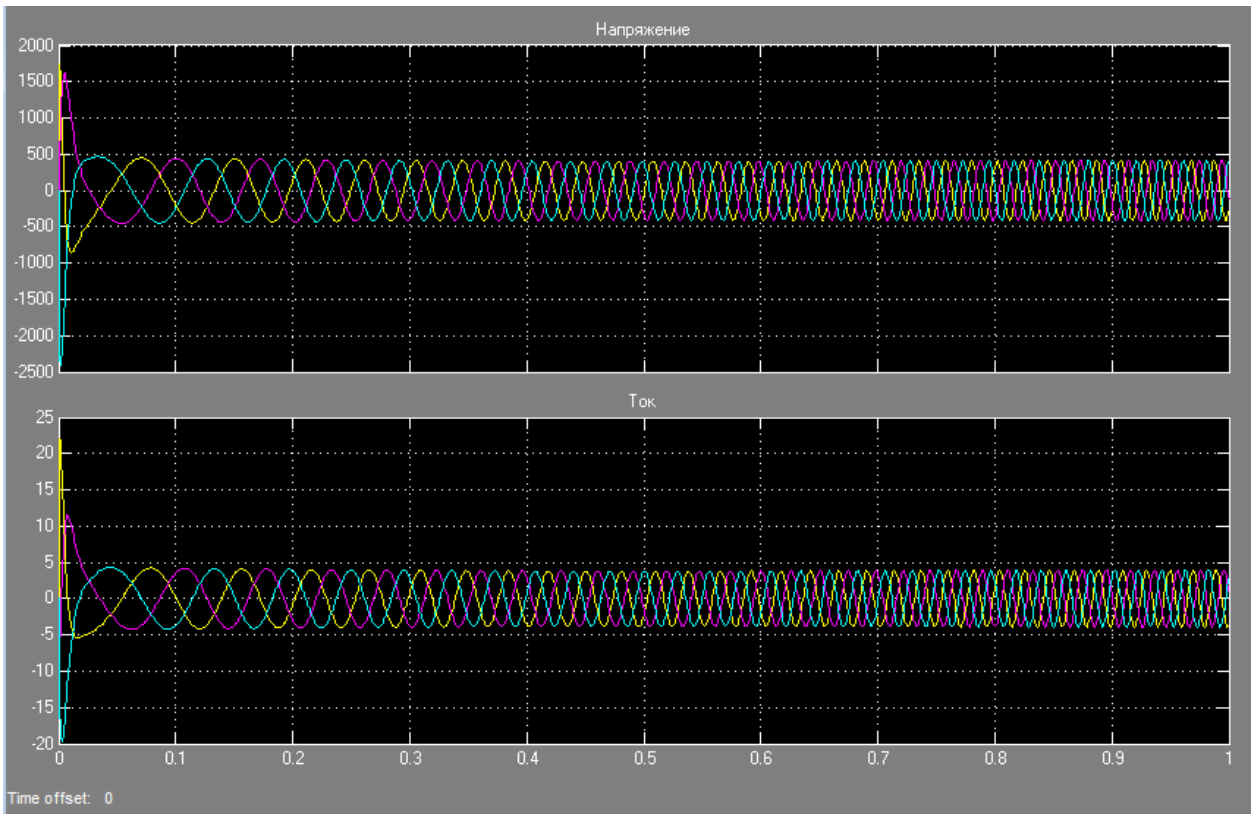


Рисунок 3.11 — Переходные процессы линейного напряжения и тока

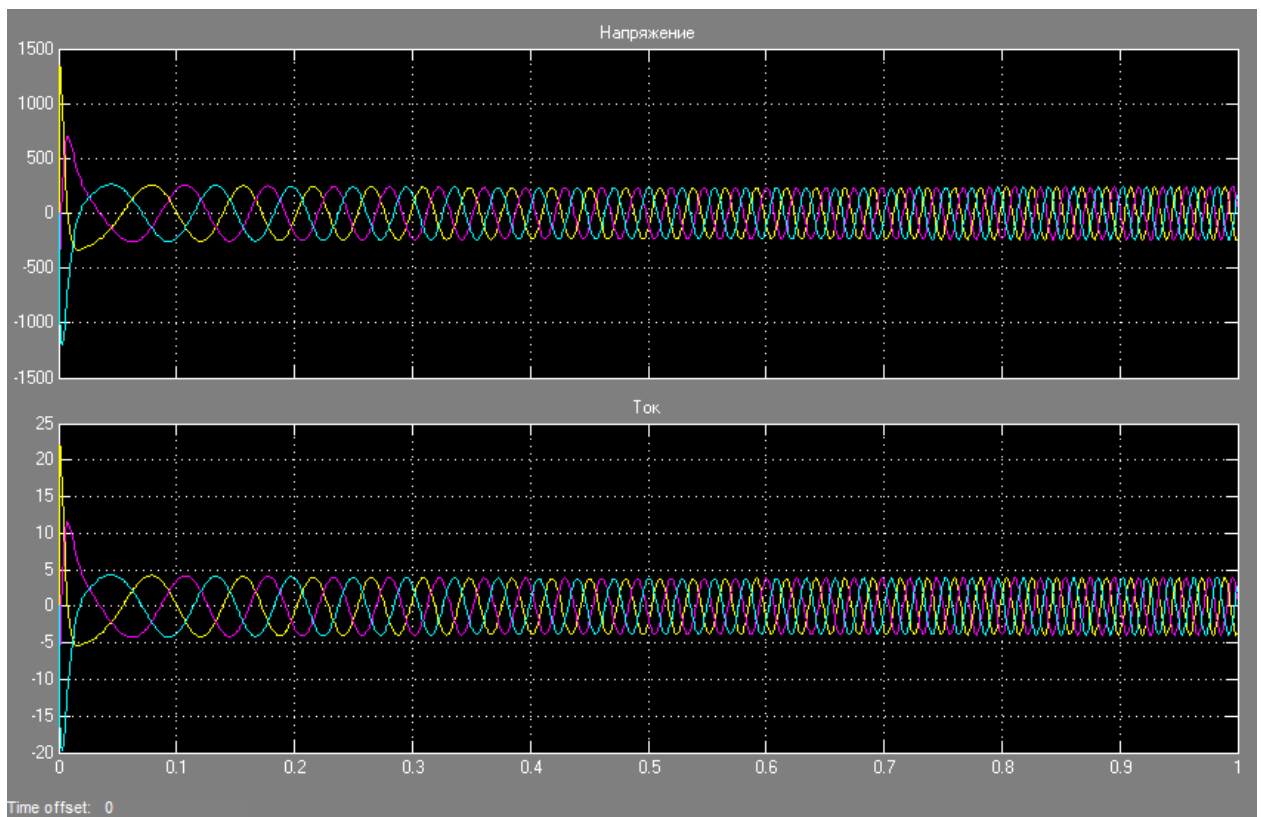


Рисунок 3.12 — Переходные процессы фазного напряжение и тока

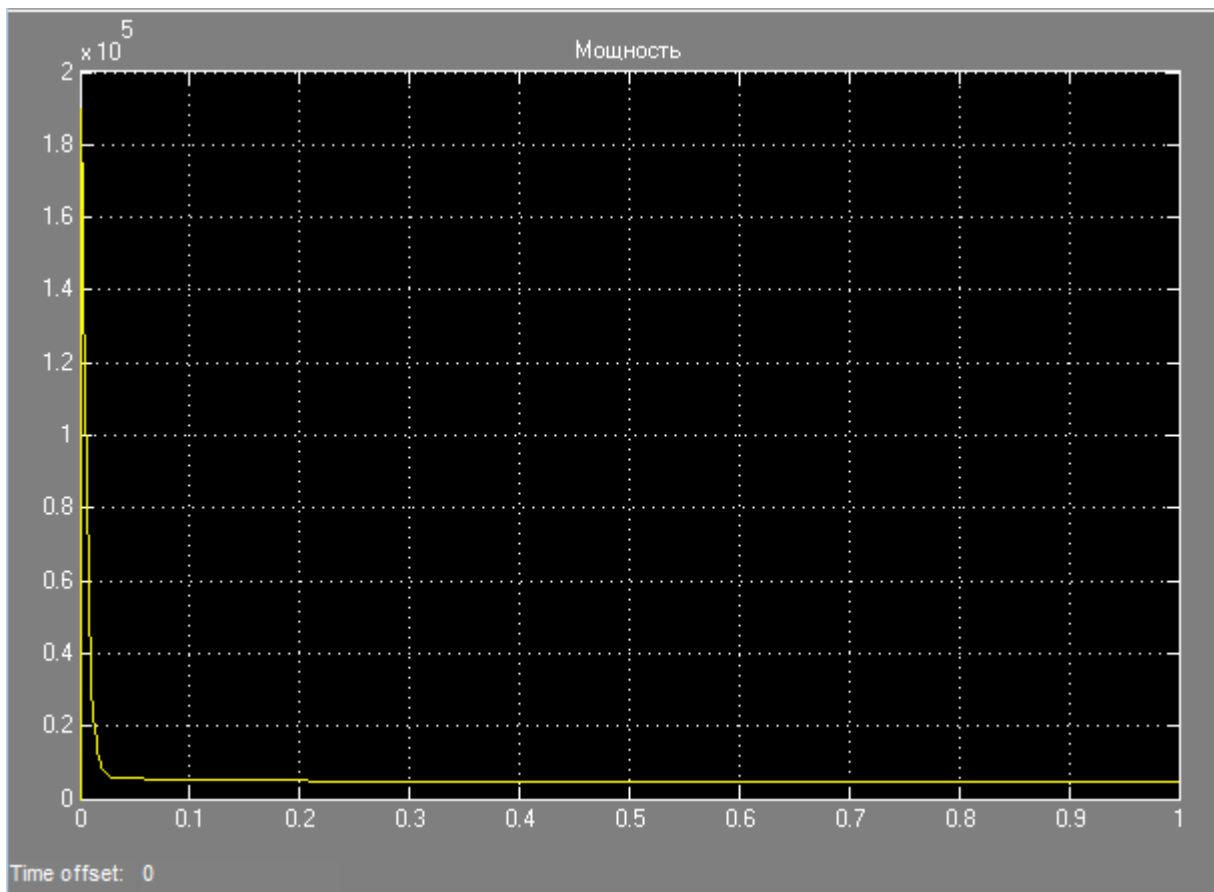


Рисунок 3.13— Переходной процесс мощности

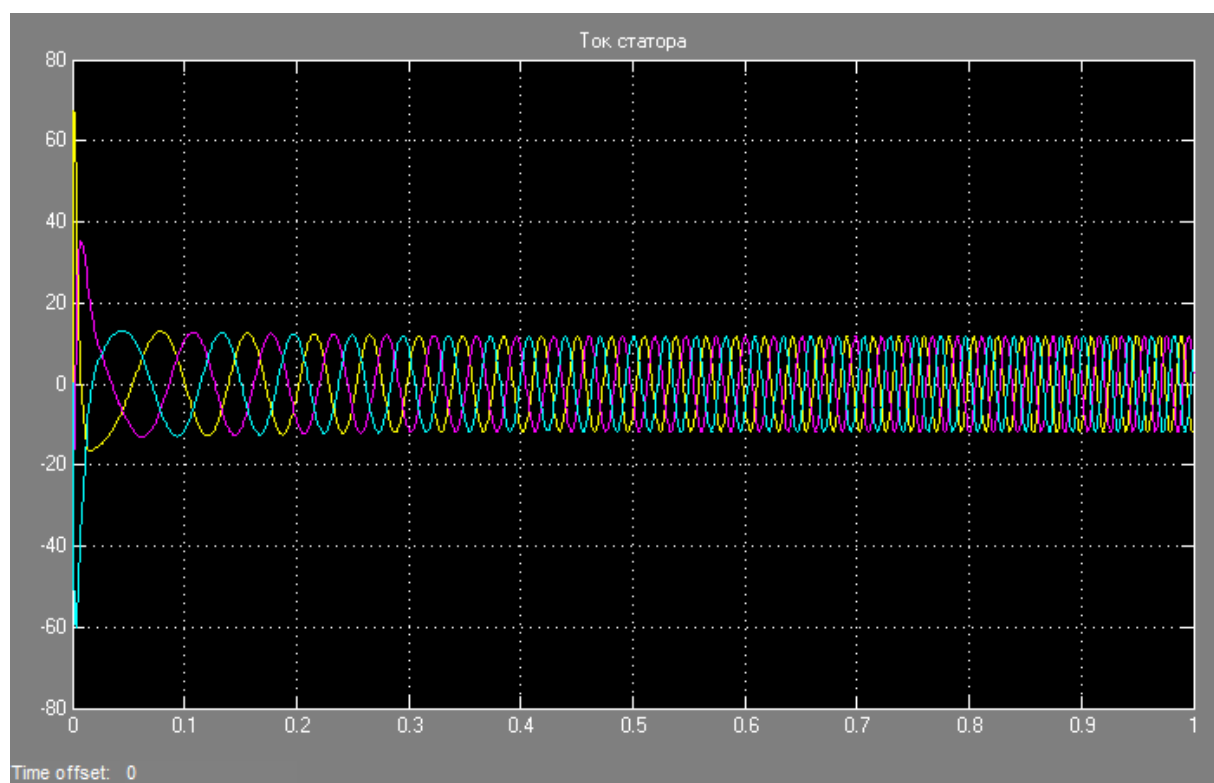


Рисунок 3.14— Переходные процессы тока статора

3.3 Моделирование аккумуляторной батареи

Произведем моделирование батареи аккумуляторов. Из главы 2 пункта 5 следует, что к установке приняты 4 блока аккумулятора емкостью $480 \text{ А} \cdot \text{ч}$ каждый.

Рассмотрим модель устройства балансировки с коммутируемым конденсатором в программе Matlab Simulink. Схема модели устройства представлена на рисунке 3.15

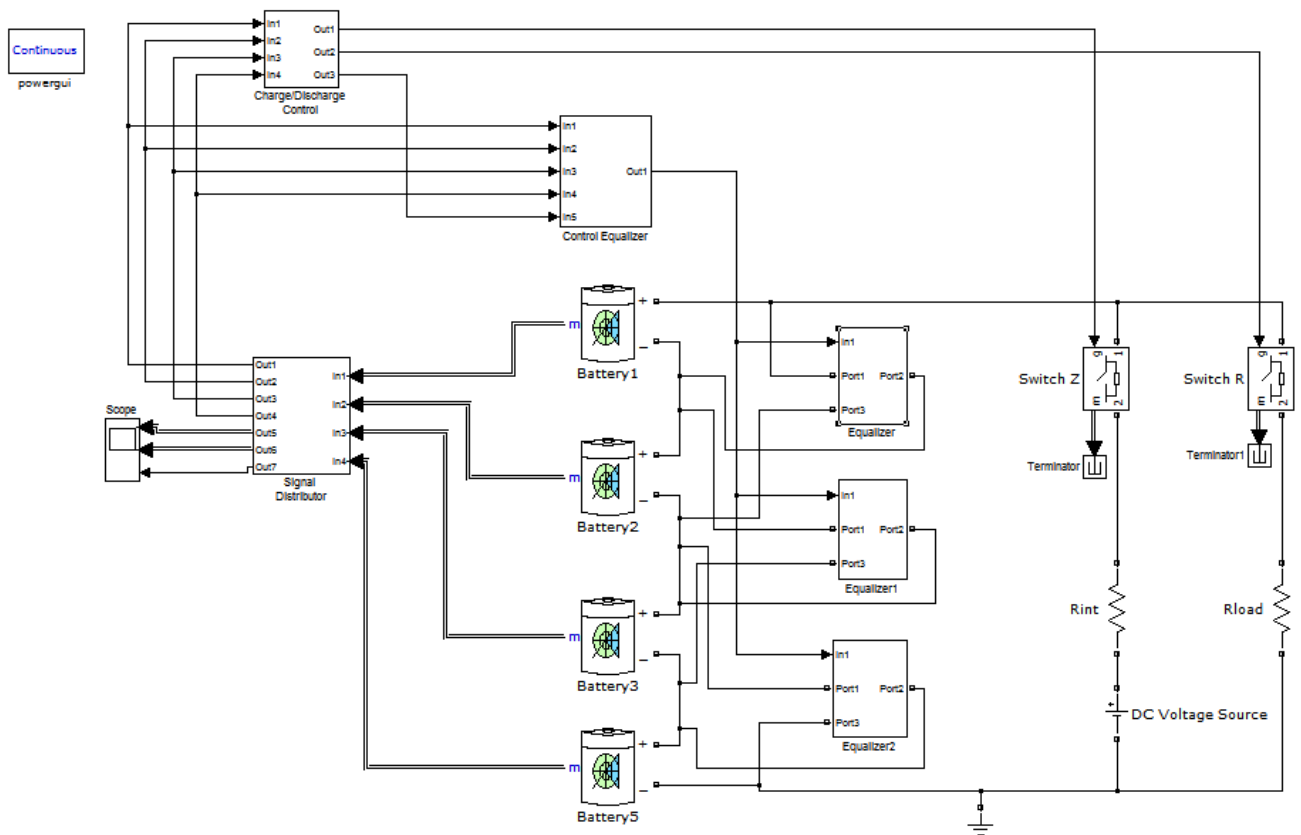


Рисунок 3.15 — Схема модели устройства балансировки с коммутируемыми конденсаторами.

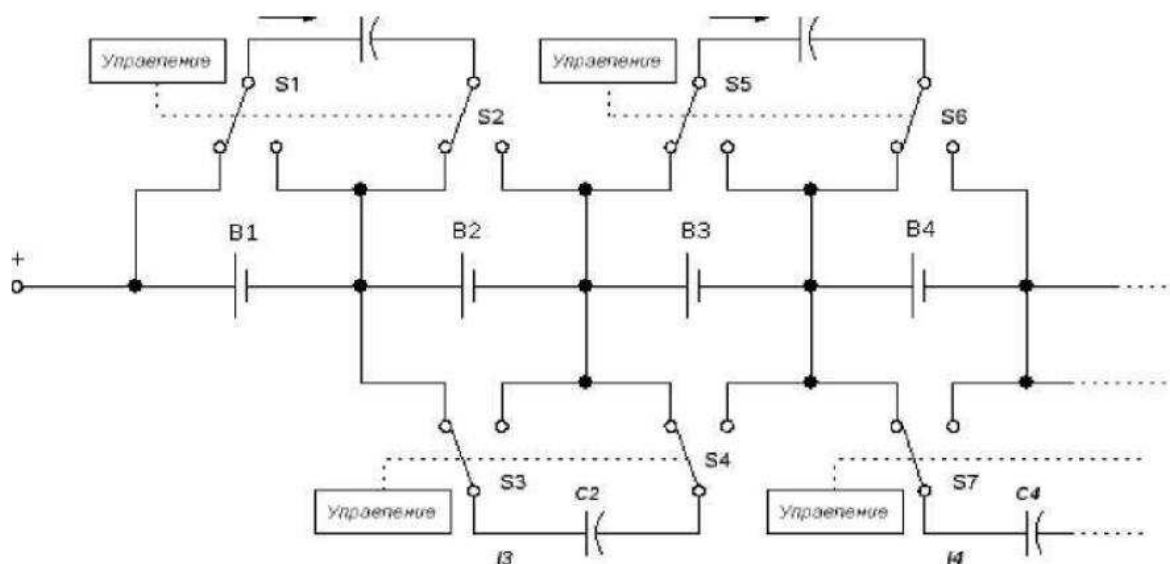


Рисунок 3.16— Структурная схема устройства балансировки с одним коммутируемым конденсатором на каждую пару аккумуляторов

Рассмотрим схему и принцип работы конденсаторного устройства балансировки напряжений. На каждую пару последовательно соединенных аккумуляторов в АБ подключаются блоки “переноса заряда”, включающие в себя два коммутационных ключа и коммутируемый конденсатор.

Конденсатор постоянно переключается между двух аккумуляторов, доставляя, таким образом, заряд от аккумуляторов с большим зарядом к аккумуляторам с меньшим зарядом, постепенно выравнивая на них заряд. При этом каждый такой блок нуждается в простом управлении коммутацией силовых ключей. Несколько блоков “переноса заряда” могут быть использованы для последовательной цепи аккумуляторов высоковольтной АБ. Т.к. аккумуляторы $B_2.. B_{n-1}$ делят свой блок “переноса заряда” с двумя соседними аккумуляторами, то заряд может путешествовать от одного конца последовательной цепи до другого.

Недостатком этой схемы является потребность в большом периоде времени на транспортировку заряда, в том случае если аккумулятор с наибольшим зарядом и аккумулятор с наименьшим зарядом находятся с разных сторон последовательной цепи аккумуляторов. В этом случае

заряд будет ”путешествовать” через каждый аккумулятор с затратой времени и эффективности.

Вторым недостатком является потребность в большом количестве ключей: $(p-1)4$, где p - число аккумуляторов.

Однако, несмотря на недостатки, эта схема является достаточно компактной. Для каждой пары АБ управляющий контур, коммутационные ключи и конденсатор могут быть объединены в отдельном модуле напротив аккумуляторов, заряды которых они выравнивают. При добавлении некоторого количества дополнительных аккумуляторов в последовательную цепь АБ могут быть добавлены и блоки “переноса заряда”.

Зададим следующие условия моделирования:

- АБ состоит из 4-х аккумуляторов ;
- тип аккумулятора-литиево-ионного (используем стандартную модель из MATLAB);
- номинальное напряжение - 12 В;
- емкость – 480 Ач.

Установим следующие значения степеней заряда для аккумуляторов :
Battery1 =90%, Battery2=85%, Battery3=80%, Battery4=75% (АБ разбалансирована на 15%).

Заряд АБ должен производиться током 3 А, до тех пор пока напряжение на каком-либо из аккумуляторов не достигнет 13,8 В. Разряд АБ должен осуществляться током 20 А, пока напряжение на каком-либо из аккумуляторов не опустится до 10,5 В, после чего моделирование должно быть приостановлено.

3.3.1 Цепи заряда и разряда аккумуляторных батарей

Заряд АБ осуществляется от источника постоянного напряжения при открытии ключа Switch S. Разряд АБ осуществляется при подключении к ней

нагрузки посредством открытия ключа Switch L. Неиспользуемые выходы блоков ключей (и других блоков, выходы которых не используются) подаются на специальные заглушки -Terminator.

Рассмотрим подсистемы, представленные на схеме:

1) Подсистема Signal Distributor направляет сигналы от аккумуляторов (с информацией о напряжении (V, В) и степени заряда (%)) с входов на осциллограф. На подсистемы Charge/Discharge Control и Control Equalizer. Она подает сигналы через выходы с информацией о напряжении на аккумуляторах. На выходы подается информация соответственно о степени заряда (SOC,%) и напряжении (V, В) аккумуляторов. На выход Out7 подается значение разбаланса (Максимальная разница между степенями заряда отдельных аккумуляторов). Она представлена на рисунке 3.17.

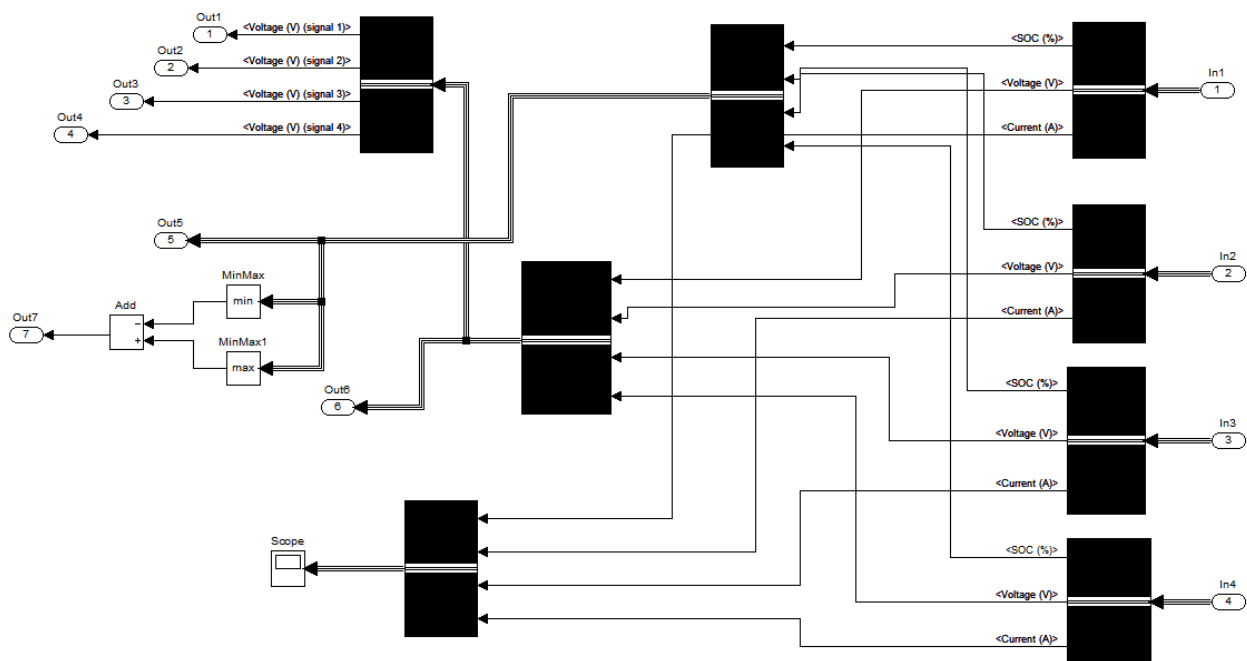


Рисунок 3.17 – Подсистема Signal Distributor.

2) Подсистема Charge/Discharge Control через выходы управляет зарядом и разрядом АБ путем коммутации ключей S и L (заряд АБ – S открыт, L закрыт, при разряде - наоборот).

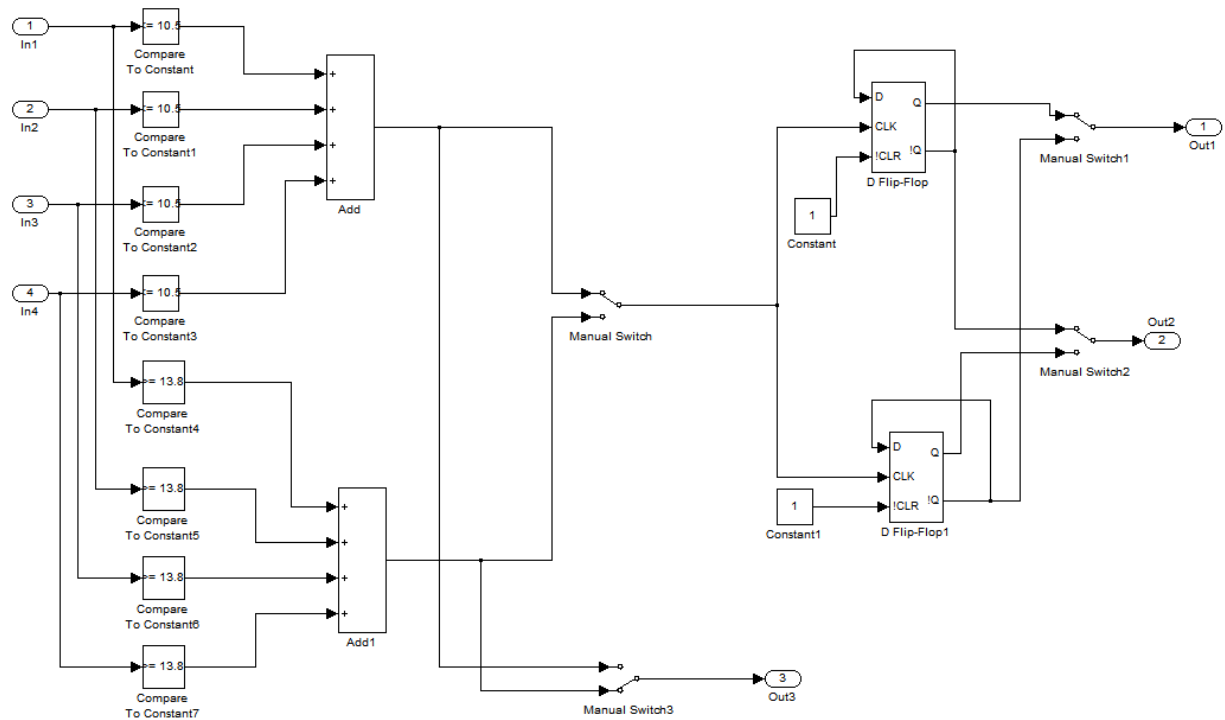


Рисунок 3.18—Подсистема Charge/Discharge Control

Алгоритм работы этой подсистемы основан на измерении напряжений аккумуляторов и установлен в соответствии с условиями моделирования. В момент начала моделирования должно соблюдаться условие: на выходах Out1 и Out2 подсистемы должны быть соответственно сигналы уровня лог. “1” и лог. “0”.

Как только (при заряде) напряжение на каком-либо аккумуляторе превысит допустимый уровень (13,8 В), подсистема отключит АБ от источника напряжения и подключит нагрузку, посылая сигналы лог. “0” и лог. “1” соответственно с выходов Out1 и Out2.

Как только (при разряде) напряжение на каком-либо аккумуляторе опустится ниже допустимого уровня (10,5 В), подсистема принудительно остановит моделирование.

3) Для балансировки АБ используется 3 одинаковых подсистемы Equalizer1-Equalizer3. Рассмотрим подсистему Equalizer1 . В подсистеме Equalizer1 конденсатор C1 через порты Port1-Port3 поочередно подключается

к аккумуляторам Battery1 и Battery2 (к Battery1 через Port1 и Port2, к Battery2 через Port2 и Port3). За подключение конденсатора к соответствующим портам отвечают ключи Switch1-Switch4; управляемые D-триггером Flip-Flop1, охваченного обратной связью. Частота коммутации ключей задается генератором импульсов Pulse Generator.

4)

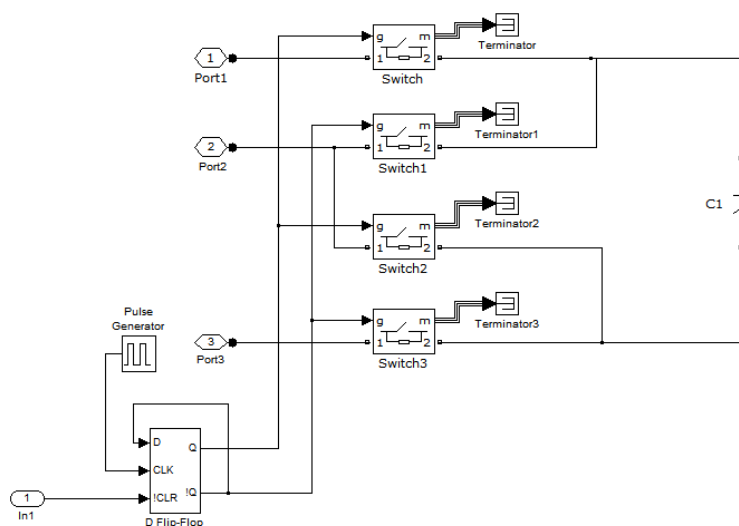


Рисунок 3.19— Подсистема Equalizer

5) Подсистема Control Equalizer находит разницу между максимальным и минимальным напряжением, на основе входных сигналов. Значение сравнивается с заданным пределом. Если оно меньше заданного предела (0,1В), то через свой выход подсистема Control Equalizer выключает подсистемы Equalizer1-Equalizer3. Работа схемы осуществляется только по сигналам на вход от подсистемы Charge/Discharge Control. Эти сигналы подсистема Charge/Discharge Control посылает в моменты окончания заряда и разряда АБ (из-за нелинейной зависимости напряжения аккумулятора от его степени заряда в такие моменты наблюдается максимальное значение величины. Таким образом, эта подсистема принимает решение о включении или выключении подсистем Equalizer1-Equalizer3

ТОЛЬКО В МОМЕНТЫ ДОСТИЖЕНИЯ МАКСИМАЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ. Подсистема управления баланса представлена на рисунке 3.20.

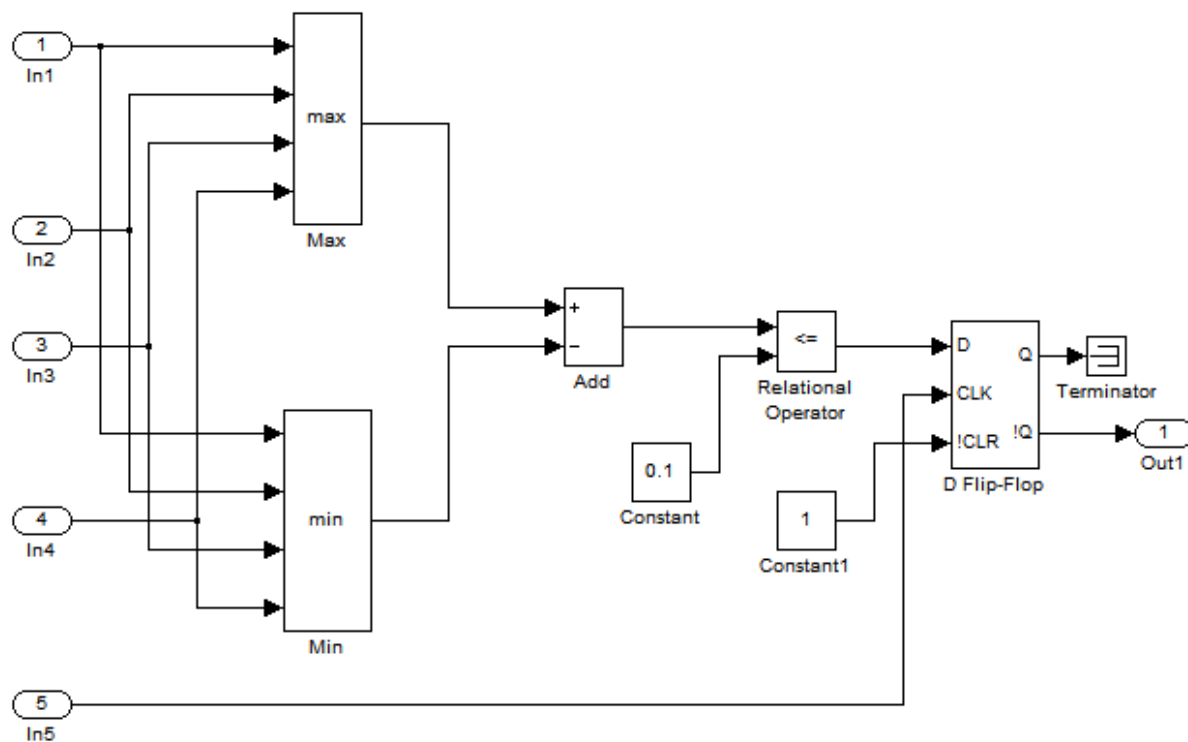


Рисунок 3.20—Подсистема Control Equalizer

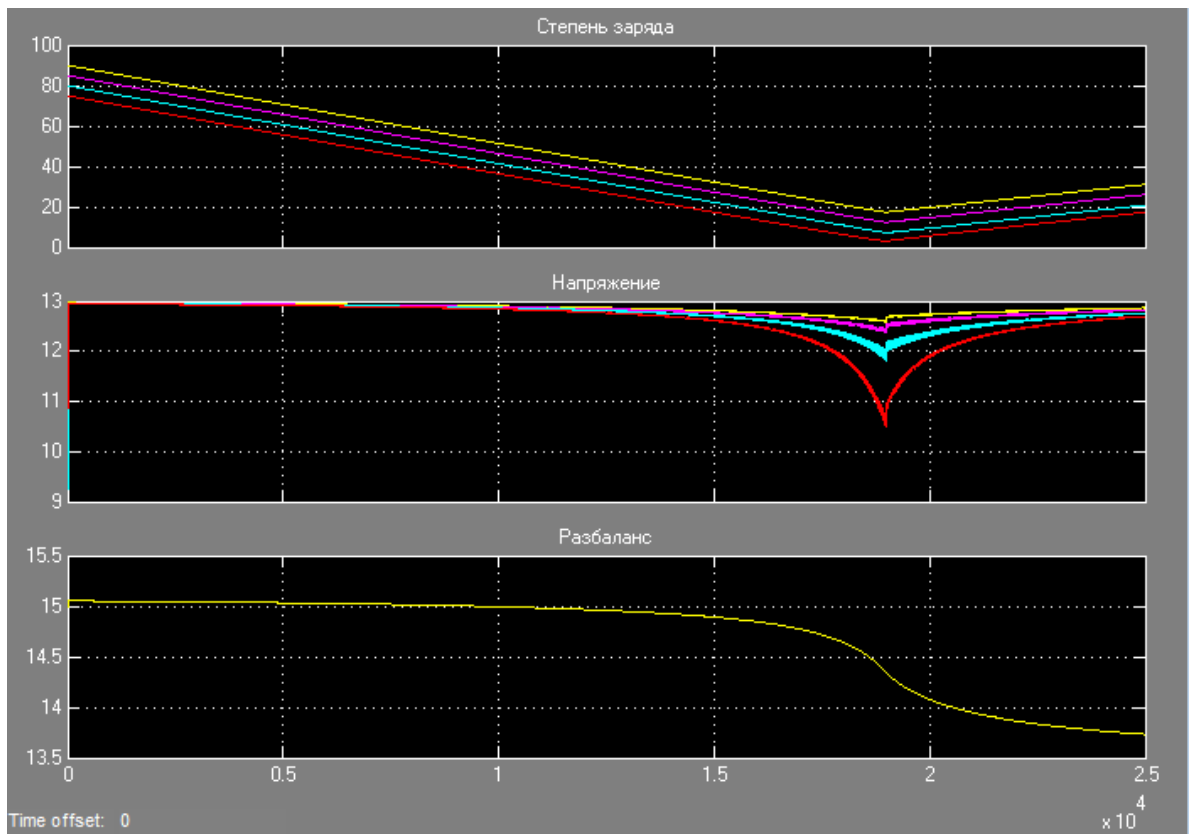


Рисунок 3.21 — Результаты моделирования при разряде АБ

Как видно из осциллограммы, время разряда АБ до момента, когда напряжение на одном из аккумуляторов (Battery 4) достигло 10,5 В, время разряда АБ составило 19000 сек (5,27 часов). За это время величина разбаланса снизилась с 15% до 14,3%.

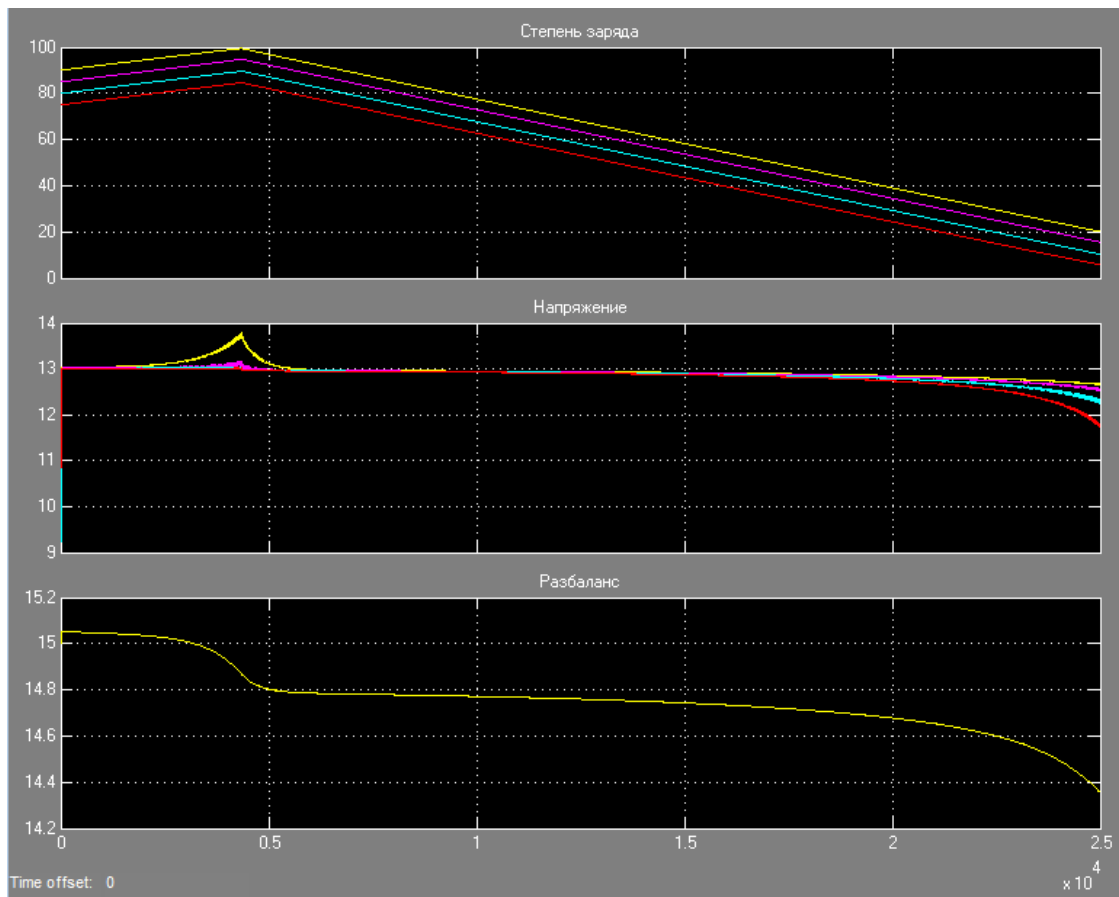


Рисунок 3.22 — Результаты моделирования при заряде АБ

Как видно из осциллограммы, время разряда АБ до момента, когда напряжение на одном из аккумуляторов (Battery 1) достигло 13,8 В, время заряда АБ составило 4368 сек (1,21 часов). За это время величина разбаланса снизилась с 15% до 14,3%.

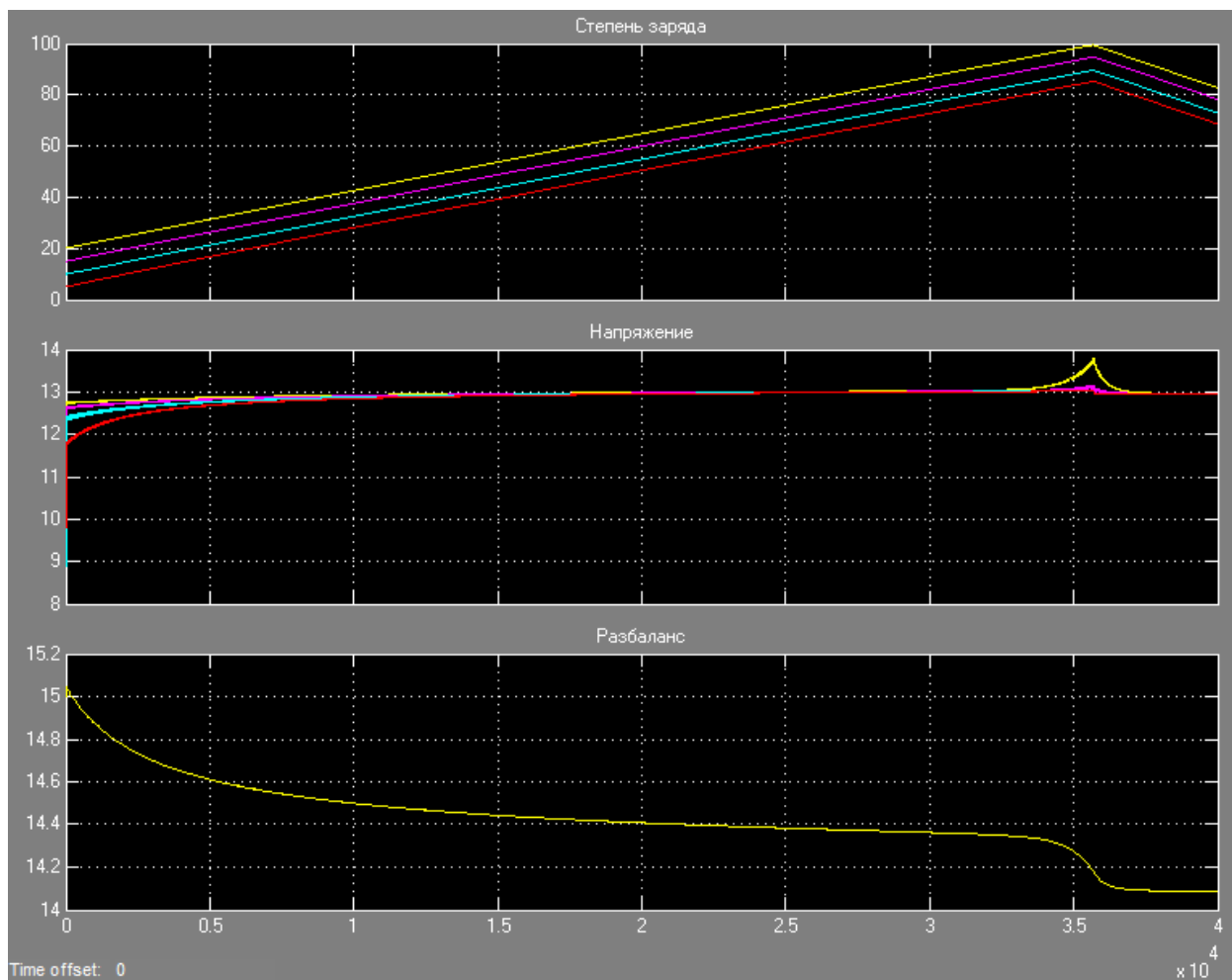


Рисунок 3.23 — Результаты моделирования при заряде АБ

Время заряда, когда АБ полностью разряжены составило 35720 сек (9,56 часов). За это время величина разбаланса снизилась с 15% до 14,05%.

4. Оценка эффективности ветро-дизельного энергетического комплекса

Для того, что бы определить – какая экономическая выгода и срок окупаемости комбинированной системы, необходимо сложить все предполагаемые расходы на разработку, строительство и обслуживание в течение предполагаемого срока службы оборудования.

Для подтверждения перспективности использования необходимо оценить экономическую эффективность проекта. Предположим, что местом установки будет реализован о. Диксон находящийся на территории Красноярского края.

Окупаемость ветроэнергетической установки рассчитать чрезвычайно сложно, так как эта величина зависит от многих обстоятельств – начальной цены (т. е. цены ветроэнергоустановки с учетом доставки и монтажа), реальной скорости ветра в регионе, стоимости киловатт-часа, периодичности обслуживания, необходимости ремонта и т. д.

Для определения ориентировочной себестоимости электроэнергии необходимо составить сводную таблицу используемого оборудования, а также учесть затраты на доставку и установку.

Таблица 4.1 Приблизительные денежные затраты

Оборудование	Стоимость (руб)
ВЭУ (8 кВт)	500000
Ветряной контроллер	20000
Выпрямитель	42800
АКБ (1920 Ач)	481440
Инвертор (15 кВт)	138800
Дизель - генератор	65395
Доставка	200000
Итого :	1448435

Кроме этого, необходимо понимать, что при отсутствии энергоснабжения на объекте, находящемся на большом удалении от линий электропередач (ЛЭП), внедрение ВЭУ описывается скорее социальными улучшениями, нежели чем экономическими формулами, поскольку стоимость монтажа ЛЭП неизмеримо больше размещения ветроэнергоустановки для малого потребителя.

В расчете использовались среднемировые цифры, однако производитель ветроэнергетических установок может изменять их по своему усмотрению.

Срок окупаемости ВЭУ $T_{ВЭУ-8}$ Т ВЭУ-N вычисляется по формуле:

$$T_{ВЭУ-8} = \frac{C_{ВЭУ-8} + I_0 + I_p}{E_{годВЭУ} \cdot C_{кВт\cdotч}} = \frac{1448435 + 100000 + 0}{12000 \cdot 7,65} = 16,86 \text{ лет} \quad (4.1)$$

где $E_{годВЭУ}$ – годовая выработка электроэнергии; I_0 – издержки на обслуживание ВЭУ, составляют, как правило, не более 20 % от $C_{ВЭУ-8}$ за весь срок эксплуатации ВЭУ; I_p – издержки на ремонт ВЭУ, проявляются с той или иной долей вероятности. На практике при эксплуатации ВЭУ известных производителей они практически равны нулю; $C_{кВт\cdotч}$ – стоимость кВт·ч.

Полученный срок ВЭУ является достаточно окупаемым. Так как срок службы составляет 15-25 лет в зависимости от эксплуатации. Таким образом, данную установку можно рассматривать, как коммерческую. Ее внедрения в регионе с отсутствием ЛЭП речь может идти об улучшении условий проживания и труда, развитии местной инфраструктуры и обеспечения комфорта местных жителей в связи с получением электроэнергии.

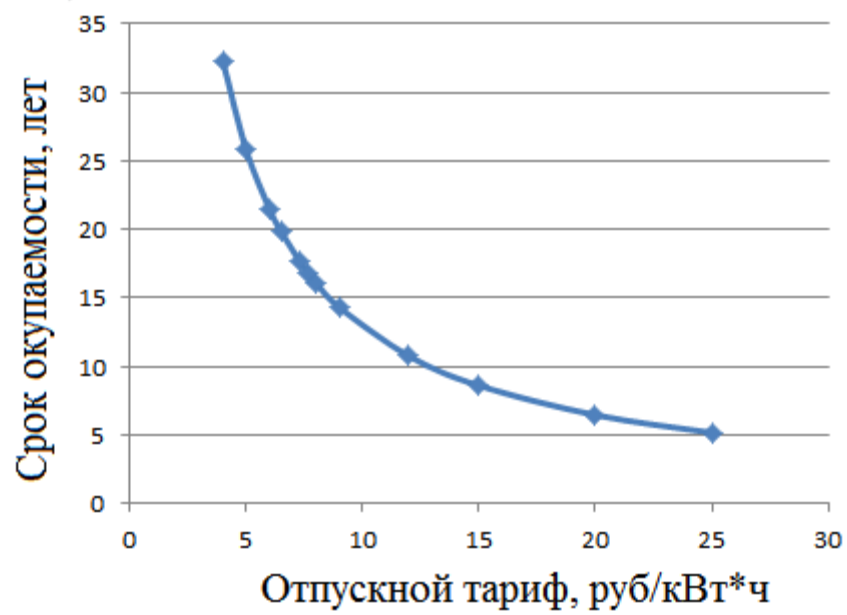


Рисунок 4.1 – Зависимость срока окупаемости от отпускного тарифа

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы являлось разработка математической модели комбинированной системы на базе ветроустановки. Для последующего проведения вычислительных экспериментов и анализа полученных результатов.

Математическая модель включает:

- 1) ВЭУ, состоящий из ветротурбины и синхронного генератора на постоянных магнитах мощностью 8 кВт;
- 2) ДГУ с переменной частотой вращения, состоящую из дизельного двигателя и синхронного генератора мощностью 6 кВт;
- 3) блок нагрузки, позволяющий моделировать потребителей электроэнергии
- 4) аккумуляторную батарею;
- 5) балластную нагрузку, заданную активным сопротивлением;
- 6) измерительные приборы для контроля основных электрических величин.

Основными входными переменными имитационной модели являются: скоростной ветра и мощность нагрузки. Граничные значения переменных выбраны исходя из поставленных задач. Для электротехнического комплекса с ВДЭС к нарушению статической устойчивости могут привести незначительные изменения мощности, генерируемой ветроустановкой или потребляемой нагрузкой. К нарушению динамической устойчивости приводят аналогичные нарушения, но скачкообразного характера. Поэтому для обеспечения возможности исследования устойчивости при различных режимах работы электротехнического комплекса в имитационной модели предусмотрены возможности изменения скорости ветрового потока от 0 до 16 м/с и мощности нагрузки от 0 до 7 кВт.

В зависимости от соотношения входных переменных моделируемые режимы разделены на три группы:

1) потребители получают электроэнергию от ВЭУ, при этом $S_{ВЭУ} \geq S_H$:

- если $S_{ВЭУ} > S_H$, то избыток мощности расходуется на зарядку АБ;
- если $S_{ВЭУ} > S_H$, и заряд батареи максимален $U_{АБ} > \max$, то не использованная мощность рассеивается в балластной нагрузке.

2) Питание потребителей осуществляется от ДГУ, при этом $S_{ВЭУ} = 0$ (штиль или ВЭУ отключена);

3) ВЭУ и ДГУ работают параллельно на нагрузку при нехватке мощности ВЭУ $S_{ВЭУ} \leq S_H$: если $S_{ВЭУ} = S_H$ и заряд АБ ниже минимального значения, то ДГУ включается для заряда АБ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лукутин Б.В. Возобновляемые источники электроэнергии: учебное пособие / Б.В. Лукутин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 187 с.
2. Абдрахманов Р.С., Назмеев Ю.Г., Якимов А.В. Об эффективности использования ветроэнергетики в регионах РФ с умеренными скоростями ветра // Изв. Акад.наук/Серия Энергетика.–2001.– №5.– С.93–101.
3. Е.В. Соломин. Сравнительные характеристики вертикально–осевых ветроэнергетических установок/ Международный научный журнал альтернативная энергетика и экология. – М.: НИИЭС, 2010. – №1. – С.48–53.
4. Основы ветроэнергетики. Режим доступа: <http://nature-time.ru>, свободный. (Дата обращения 15.01.2018).
5. Устройство и принцип работы ветрогенератора. Режим доступа: <http://electricavdome.ru>, свободный. (Дата обращения 25.01.2018).
6. Типы ветрогенераторов. Режим доступа: <http://eef.misis.ru>, свободный. (Дата обращения 29.01.2018).
7. Харитонов В. П. Автономные ветроэлектрические установки. – М.: ГНУ ВИЕСХ, 2009. –280 с.
8. Штерцер В.А. Системы генерации электроэнергии для ветроэнергетических установок/ В.А. Штерцер, С.Д. Саленко// 103 Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология», Научно-технический центр «ТАТА», 2010. –№ 5 (85).
9. Электроэнергетическая система на возобновляемых источниках энергии:патент на изобретение 2476970 Рос. Федерация МПК51 H02J 3/32 / Б.В.Лукутин, С.Г.Обухов и др.; заявитель и патентообладатель Национальный исследовательский Томский политехнический университет.- № 2011150333/07; заявл. с 09.12.2011; опубл. : 27.02.2013, Бюл. № 6. – 8с.

10. Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандарова Е.Б. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 230 с.
11. Хрусталева Д. А. Аккумуляторы. – Москва: Изумруд, 2003.
12. Бас А.А., Миловзоров В.П., Мусолин А.К. Источники вторичного электропитания с бестрансформаторным входом. – М.: Радио и связь, 1987. – 160 с.: ил.
13. Ветроэнергетика. Режим доступа: <http://www.alternatesource.ru>, свободный. (Дата обращения 01.03.2018).
14. Патлах В. В. Энциклопедия Технологий и Методик. Режим доступа: <http://patlah.ru>, свободный. (Дата обращения 30.03.2018).
15. Метеостатистика Красногорского края. Режим доступа: <http://krasnoyarsk-meteo.ru>, свободный. (Дата обращения 5.05.2018).
16. СNews, «МегаФон» начал использовать ветрогенераторы. Режим доступа: <http://www.cnews.ru>, свободный (Дата обращения 15.09.2018)
17. М. Е. Haque, К. М. Muttaqi, М. Negnevitsky. A control strategy for output maximisation of a PMSG-based variable-speed wind turbine. Australian Journal of Electrical and Electronics Engineering, 5 (3), 263-270.
18. С. В. Крылов, И. Г. Полетаев, А. Л. Логинов. Моделирование и разработка системы управления ветро-электроустановкой, предназначенной для работы на малых ветрах. Неделя науки СПбГПУ : материалы научно-практической конференции с международным участием. Институт информационных технологий и управления СПбГПУ. - Спб.:Изд-во Политехн. Ун-та 2014. - 396 с.
19. И.М. Кирпичникова, Ветроэнергетические установки. Расчет параметров компонентов: учебное пособие / И.М. Кирпичникова, Е.В. Соломин. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013–71с.
20. А. М. Олейников, Ю. В. Матвеев, Л. Н. Канов. Моделирование режима ветроэнергетической установки малой мощности. // ж-

л.Электротехника и электромеханика №2, 2010 г. С. 16-20

21. Штерн В.И. Дизель-генераторы переменного тока / В.И. Штерн. – М.: Энергия, 1972. – 104 с.

22. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB SimPowerSystems и Simulink / И.В. Черных — М.: ДМК Пресс, 2008. – 400 с.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
Кафедра электротехнических комплексов и систем

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


В. И. Пантелеев
подпись


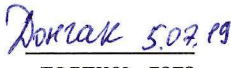


« 08 » 08 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Математическая модель комбинированной системы электроснабжения на базе
ветроустановки

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.05 Электроприводы и системы управления электроприводов

Научный руководитель	 подпись, дата	Доцент. каф. ЭТКиС, к.т.н должность, ученая степень	<u>К. С. Федий</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>Н. Х. Донгак</u> инициалы, фамилия
Рецензент	 подпись, дата	<u>Директор</u> должность, ученая степень	<u>А-Х. Э. Чоодур</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	Доцент. каф. ЭТКиС, к.т.н должность, ученая степень	<u>К. С. Федий</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2019