

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Сетевая ветроэлектростанция в Южно-Казахстанской области</b>

УДК 621.311.245(574)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Игисенов Асылбек Асанханович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Борис Владимирович	д.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович	к.т.н., доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<b>Электроснабжение промышленных предприятий</b>	<b>Сурков М.А.</b>	<b>к.т.н., доцент</b>		

Томск – 2017 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

<b>Результат обучения</b>
<b>Профессиональные компетенции</b>
Р 1 Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем.
Р 2 Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.
Р 3 Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
Р 4 Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
Р 5 Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
Р 6 Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.
<b>Универсальные компетенции</b>
Р 7 Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
Р 8 Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники.
Р 9 Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
Р 10 Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
Р 11 Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
Р 12 Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой ЭПП

\_\_\_\_\_ Сурков М.А.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

**магистерской диссертации**

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5Ч	Игисенову Асылбеку Асанхановичу

Тема работы:

<b>Внедрение автономных источников энергии блочно-модульного типа на предприятиях нефтегазовой отрасли</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	13.02.2017 г. № 719/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Материалы преддипломной практики, зарубежная и отечественная техническая литература, техническая документация

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение, обзор отечественной и зарубежной литературы, аналитический обзор, постановка проблемы, разработка моделей энергосистем, проведение опытов, финансовый менеджмент, социальная ответственность, заключение.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Попова Светлана Николаевна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Бородин Юрий Викторович</p>
<p>Раздел, выполненный на иностранном языке</p>	<p>Тарасова Екатерина Сергеевна</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лукутин Борис Владимирович	д.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Игисенов Асылбек Асанханович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5AM5Ч	Игисенову Асылбеку Асанхановичу

<b>Институт</b>	<b>Энергетический</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>магистр</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника</b>

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<i>1. Стоимость ресурсов инвестиционных проектов</i>	<i>Стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов</i>
<i>2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Система налогообложения применяется в соответствии с НК РК от 01.01.2009</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка и анализ данных, по основным экономическим показателям, внедряемых на предприятии проектов</i>	<i>Определение инвестиционных затрат, издержек, ставки дисконтирования, амортизации основных фондов проектов централизованного и автономного электроснабжения, построение финансовой модели проектов</i>
<i>2. Расчет и анализ экономических показателей, используемых для оценки эффективности инвестиционных затрат проекта</i>	<i>Расчет финансовых потоков в течение срока жизни инвестиционного проекта, системы налогообложения, чистой приведенной стоимости, минимальной цены производимой электроэнергии</i>
<i>3. Анализ чувствительности инвестиционных проектов, определение экономической эффективности</i>	<i>Моделирование динамики изменения чистой приведенной стоимости проектов при изменении исходных данных моделей, построение соответствующих характеристик, определение экономической эффективности и целесообразности проектов.</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сметы инвестиционных затрат, издержек проектов</li> <li>2. Диаграммы финансовых потоков проектов</li> <li>3. План погашения задолженности</li> <li>4. Характеристики анализа чувствительности проектов</li> </ol>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5AM5Ч	Игисенов Асылбек Асанханович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5Ч	Игисенову Асылбеку Асанхановичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:*

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:*

- вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
- опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
- негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
- чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.

*Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме:*

- – СО 153–34.21.1222003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»
- –Правила устройства электроустановок (7-е издание)
- –СНиП 21.01-1997 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»

	<ul style="list-style-type: none"> <li>–СНиП 12.04-2004 «Правила пожарной безопасности при производстве СМР»безопасности;</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i></li> <li>• <i>разработка превентивных мер предупреждения ЧС;</i></li> <li>• <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i></li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>специальные правовые нормы трудового законодательства;</i></li> <li>• <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i></li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Юрий Викторович	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Ч	Игисенов Асылбек Асанханович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 148 с., 70 рис., 20 табл., 64 источников,

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, распределение Вейбулла, ветроэнергетика, ветропарк, технико-экономическое обоснование, оценка инвестиций

Объектом исследования является Южно-Казахстанская область

Цель работы – проектирование технически и экономически целесообразной сетевой ветроэлектростанции в Южно-Казахстанской области

В процессе исследования проводились математическое моделирование скоростей ветра в программе MS Excel, экстраполяция скоростей ветра, выбор ветротурбин, расчет выработки электроэнергии ветропарком, выбор защитного оборудования, расчет токов короткого замыкания,

В результате исследования смоделирована модель расчета ветрового потенциала, распределение Вейбулла. Также было выполнено технико-экономическое обоснование ветропарка, которое показывает, что данный регион обладает достаточным потенциалом, чтобы удовлетворять экономическим требованиям.

Область применения: примененная математическая модель может применяться населением для расчета выработки энергии как малых ветроустановок, так и крупных электростанций.

Экономическая эффективность/значимость работы современные приложения в ветроэнергетике имеют высокую цену, а данная модель абсолютно бесплатна. Более того данный проект может способствовать развитию ветроэнергетики и возобновляемой энергетики в целом.

# Содержание

Введение .....	11
<b>1 Состояние и перспективы возобновляемой энергетики в Казахстане и в мире .....</b>	<b>14</b>
1.1 Ветроэнергетика .....	14
1.2 Солнечная энергетика .....	21
1.3 Гидроэнергетика.....	26
<b>2 Анализ мировых и отечественных достижений в области ветроэнергетики .....</b>	<b>31</b>
2.1 Наземные (оншор) .....	32
2.1.1 Ротор .....	32
2.1.2 Башня .....	39
2.1.3 Прочие.....	39
2.2 Береговые (оффшор).....	42
2.3 Преимущества и недостатки применения ветровой энергии .....	46
<b>3 Расчет выработки энергии ветропарка .....</b>	<b>50</b>
3.1 Описание поселка и местности под строительство планируемой ветростанции. ....	50
3.2 Оценка ветрового потенциала исследуемого региона .....	52
3.2.1 Основные данные с метеоматчи .....	52
3.2.2 Обработка данных с метеоматчи .....	53
3.3 Оценка выработки электроэнергии .....	57
3.3.1 Выбор турбины .....	57
3.3.2 Общие сведения о выработке электроэнергии .....	61
3.4 Оценка выработки электроэнергии на ВЭС .....	62
3.5 Подключение ВЭС к энергосистеме .....	71
3.5.1 Планирование расположения ВЭС .....	71
3.5.2 Выбор высоковольтного оборудования .....	72
3.5.3 Выбор трансформаторов 10-0,69кВ .....	72
3.5.4 Выбор преобразователей мощности.....	74
3.5.5 Выбор оборудования на напряжение 0,7 кВ .....	75
3.5.6 Выбор оборудования на 10кВ .....	76
3.5.7 Расчеты токов КЗ .....	78
<b>4. Financial model .....</b>	<b>83</b>
4.1 Theoretical background .....	83
4.2 Financial analysis .....	90
4.2.1 Realistic scenario .....	93
4.2.2 Pessimistic scenario .....	103
4.2.3 Optimistic scenario .....	105
<b>5. Sensitivity analysis .....</b>	<b>107</b>
5.1 Technical parameters .....	107
4.2 Economic parameters .....	112
<b>Conclusion .....</b>	<b>116</b>
<b>6 Социальная ответственность .....</b>	<b>119</b>
6.1 Описание автоматизированного рабочего места оператора .....	119

<b>6.2 Анализ выявленных вредных факторов .....</b>	<b>120</b>
6.2.1 Анализ микроклимата на рабочем месте .....	120
6.2.2 Анализ уровня шума и вибрации на рабочем месте .....	121
6.2.3 Анализ освещения рабочего места .....	125
<b>6.3 Анализ выявленных опасных факторов .....</b>	<b>125</b>
6.3.1 Механические опасности.....	125
6.3.2 Термические опасности .....	126
6.3.3 Электробезопасность.....	127
6.3.4 Пожаровзрывобезопасность .....	130
<b>6.4 Охрана окружающей среды .....</b>	<b>132</b>
<b>6.5 Защита в чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>133</b>
6.5.1 Анализ возможных ЧС на объекте.....	133
6.5.2 Основные противопожарные мероприятия.....	134
<b>6.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....</b>	<b>136</b>
<b>Заключение .....</b>	<b>139</b>
<b>Список использованной литературы .....</b>	<b>143</b>

## **Введение**

Актуальность «зеленой» энергетики и ветровой энергии в целом состоит главным образом из-за проблем с экологией. Одним из путей снижения выбросов ПГ является замещение традиционных источников энергии в виде нефти, угля и газа, возобновляемыми источниками энергии, такими как гидро, ветер и солнечная энергии, ресурсами которых так богат Казахстан [1]. Так же стоит отметить, что Республика Казахстан является участником Рамочной Конвенции ООН по изменению климата, а также Киотского протокола (1998 г.), в соответствии с которой имеет обязательства по выполнению программ, связанных со снижением выбросов в атмосферу «парниковых газов» (ПГ), ответственных за происходящее глобальное потепление климата Земли. В последние годы в Казахстане вышли ряд законопроектов, целью которых является развитие возобновляемых источников энергии. К ним относятся поправки в Закон Республики Казахстан о Возобновляемых источниках энергии, которые вышли в 2013 году, а также постановления правительства РК 2014 г. о поддержке развития ветроэнергетики. Стимулом для развития альтернативной энергетики также является постоянные повышения цен на электроэнергию.

Значимость данной дипломной работы также заключается в потенциале Республики Казахстан. На сегодняшний день альтернативная энергетика, такая как ветровая энергетика или фотовольтаическая, не настолько развита и велика, чтобы составлять достойную конкуренцию традиционным источникам энергии. К примеру, Казахстан обладает большим как ветровым, так и солнечным потенциалом. Наиболее перспективными регионами по совокупности способствующих развитию ветроэнергетики факторов представляются: в южной зоне – Алматинская, Жамбылская, Южно-

Казахстанская области; в западной зоне – Мангистауская и Атырауская области; в северной зоне – Акмолинская область; в центральной зоне – Карагандинская область. Энергетически и экономически эффективное широкомасштабное использование ВЭС является перспективным инновационным направлением электроэнергетики, которое выгодно и для производителей, и для потребителей электроэнергии, также выгодно оно и для государства. Таким образом, Республика Казахстан обладает как и энергетическим потенциалом, так и экономическим, для стимулирования устойчивого развития возобновляемой энергетики

Целью данной магистерской диссертации являются: проектирование сетевой ветроэлектростанции в Южно-Казахстанской области; проведение технико-экономического обоснования проекта; необходимость выяснить насколько эффективно можно использовать ветровой потенциал в исследуемом регионе; экономическая целесообразность данного проекта.

К основным задачам дипломного проекта относятся: проведения технико-экономического анализа работы ветропарка. Для достижения поставленных задач были поставлены следующие цели: оценка ветропотенциала региона; прогнозируемая выработка электроэнергии (суточная, месячная, годовая); выбор оборудования; технико-экономическое обоснование выбранного варианта; осуществление мероприятий по охране труда и безопасности жизнедеятельности.

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 2 статьи:

- 1) Lukutin, B. V., Shandarova, E. B., Matukhin, D. L., Igisenov, A. A., & Shandarov, S. M. (2017). Simulation and optimization of wind and diesel power supply systems. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 177(1), [012090]. DOI: 10.1088/1757-899X/177/1/012090

- 2) Игисенов А. А. (2016). Математическое моделирование энергоэффективности выработки электроэнергии ветроэлектростанций. Научно-практический журнал «Аспирант» №3/2016, г. Ростов-на-Дону

# 1 Состояние и перспективы возобновляемой энергетики в Казахстане и в мире

## 1.1 Ветроэнергетика

Современная ветроэнергетика имеет два основных направления:

- 1) Наземная;
- 2) Береговая.

Наземная энергия ветра, или оффшорная, является проверенной временем и хорошо изученной технологией возобновляемых источников энергии, которая в настоящее время развернута во всем мире в массовом масштабе. Ветровые турбины извлекают кинетическую энергию от движения потока воздуха (ветра) и преобразовывают ее в электричество с помощью аэродинамического ротора, который соединен с системой передач электрогенератора. Сегодня стандартная турбина больших мощностей имеет три лопасти, вращающиеся на горизонтальной оси, с наветренной стороны от башни. Существуют турбины с синхронным или асинхронным генератором. Выход электроэнергии турбины примерно пропорционален площади ротора; Таким образом, меньшее количество, но большего диаметра роторы (на более высоких башнях) используют ресурс ветра более эффективно, чем большее количество более мелких турбин. Самые крупные ветряные турбины на сегодняшний день имеют установленную мощность до 5-8 МВт, с диаметром ротора до 126 метров. Распространенные коммерческие ветровые турбины имеют мощность между 1,5 МВт и 3 МВт. Турбины удваивались в размере примерно каждые пять лет, но сейчас этот процесс замедлился, скорее всего, вследствие трудной транспортировки (в особенности на суше), веса и установки ограничений [3].

Мировое производство энергии ветра увеличилось на 870% с 2000 по 2009, и на 260% с 2005 по 2009 (Рисунок 1). В мировом масштабе, энергия ветра составляет наибольшую долю возобновляемых источников энергии с 2009 года, за исключением гидроэнергии. В течение первой половины десятилетия, Германия, Испания и Соединенные Штаты несут ответственность за увеличение мощности и генерации ветровой энергии. Начиная с 2005 года, массовое развитие энергии ветра началось в Китае. В 2009 году в КНР было установлено больше установленной мощности ветровых турбин, чем в любой другой стране в мире [5], а в 2010 году была установлена в Китае половина новых мощностей. В то же время, число новых установок резко упало в Соединенных Штатах, так как нормативная неопределенность усугубляется вследствие негативных последствий финансово-экономического кризиса. Следовательно, можно сделать вывод, что общая тенденция ясна: центр тяжести для ветровых энергетических рынков начал переходить к Азии, а именно в Китай.

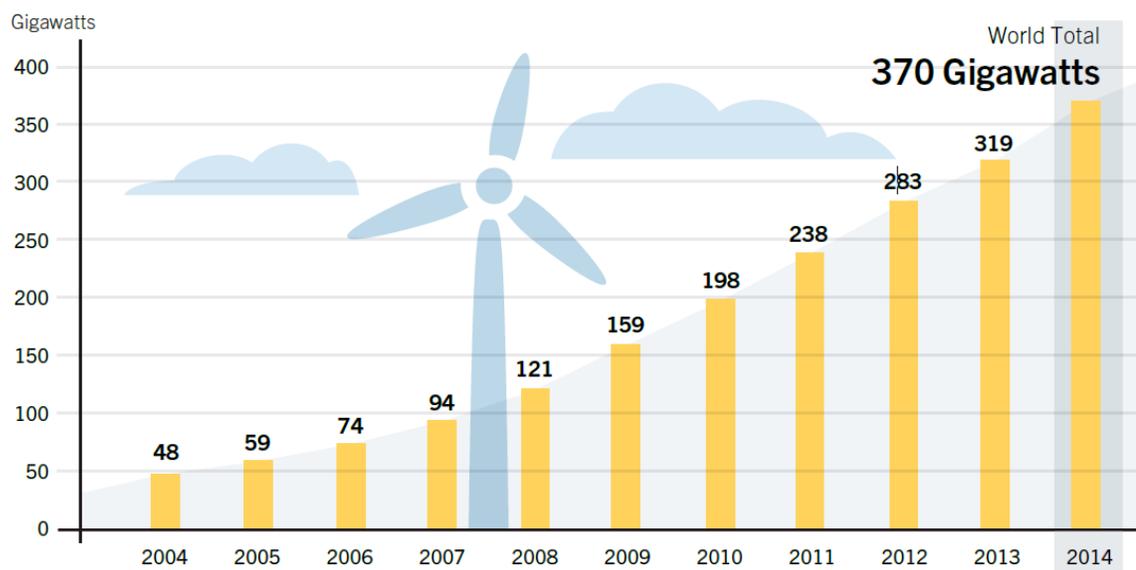


Рисунок 1 – Рост установленной ветроэнергии

Как показывает рисунок 2, на 2013 год Китай был лидером по установленной мощности ветровой энергии, так и в 2014 году установил 23,2

ГВт мощности. Согласно [6], в таких странах, как Дания, Испания, Португалия и Никарагуа больше 20% электроэнергии генерируется ветроэлектростанциями.

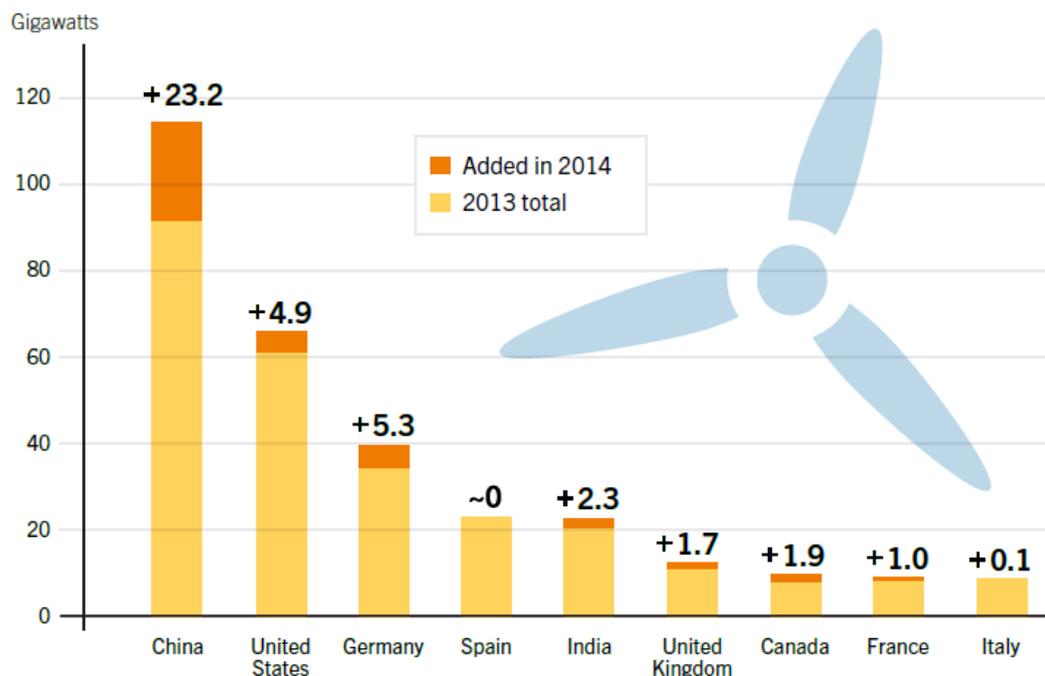


Рисунок 2 - Установленная мощность ветроустановок по странам

Основные производители ветротурбин - это широкоизвестные компании как Vestas, Siemens, General Electric, Goldwind. Однако, в связи с стремительным развитием ветроэнергетики в азиатских странах (Китай, Индия), на рынке появляются такие компании как Suzlon, United Power и др. Согласно рисунку 3, лидером как и в предыдущие годы остается датская компания Vestas, на продукцию которой приходится порядка 11,6 % всей установленной мощности.

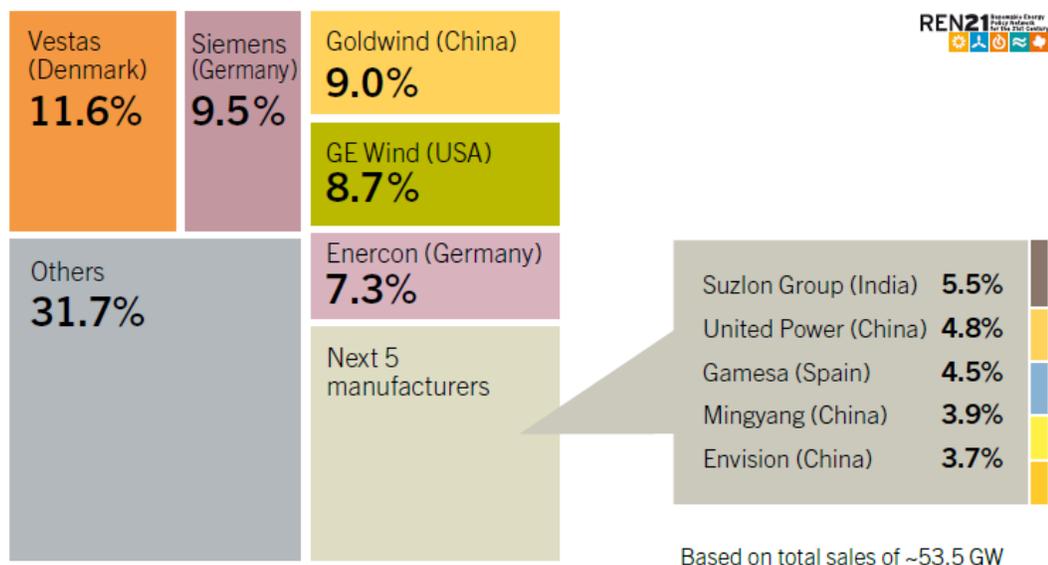


Рисунок 3 – Ведущие производители мира

Развитие ветроэнергетики не обошло стороной и Казахстан. На сегодняшний день Республика Казахстан имеет потенциал энергии ветра, превышающий общее потребление в республике [10]. Ветровой атлас Республики Казахстан представлен ниже на рисунке .

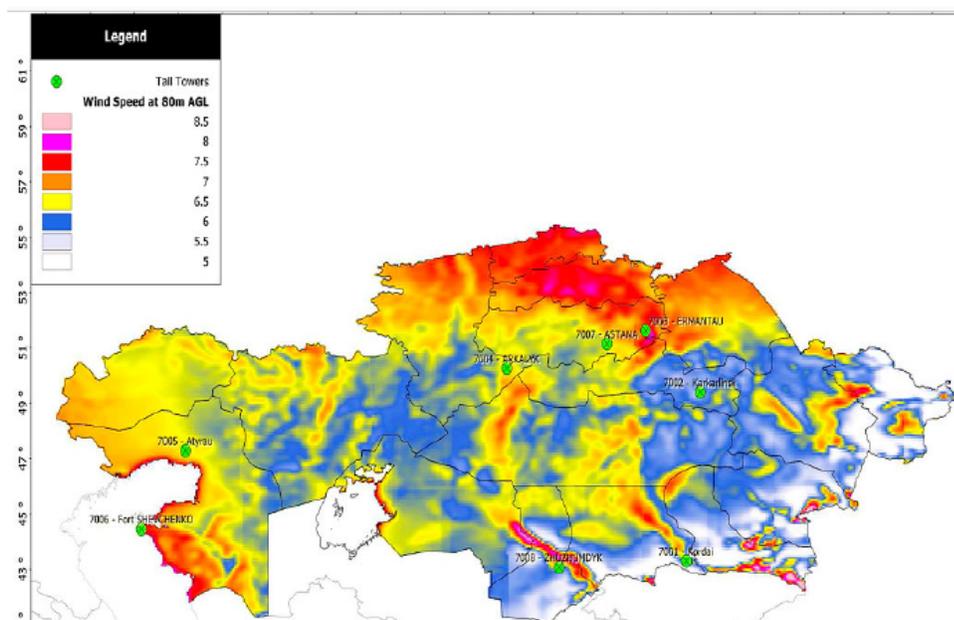


Рисунок 4 – Ветровой атлас Республики Казахстан

Как видно из рисунка, на большей части территории среднегодовая скорость колеблется от 6 до 6,5 м/с, на отдельных участках скорость составляет 7,5-9 м/с. Согласно [8], на данной территории (около 50000 кв. м ) среднегодовая скорость ветра  $>7\text{м/с.}$ , потенциал энергии ветра позволяет вырабатывать порядка 1000 ТВтч энергии в год, что очень перспективно.

Правительство так же всячески стимулирует развитие как ВИЭ, так и ветроэнергетику в целом. Так, например, в преддверии ЕХРО-2017 были утверждены 11 проектов строительства ветроэлектростанций общей установленной мощностью 700 МВт (с расширением до 1050 МВт). Также Правительством РК были утверждены тарифы на покупку зеленой энергии.

Развитие зеленой энергетики входит в долгосрочную перспективу топливно-энергетического комплекса страны. На рисунке 5 представлены прогнозные данные доли ВИЭ в топливно-энергетическом балансе страны.

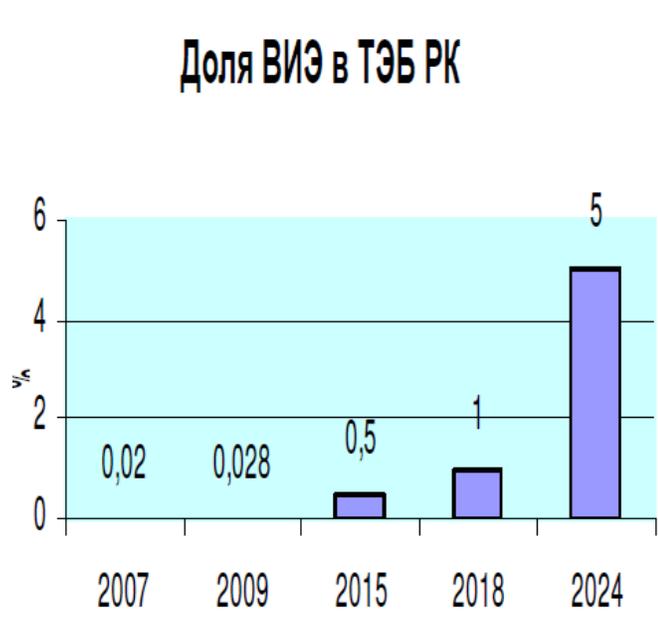


Рисунок 5 – Доля ВИЭ в ТЭБ РК

Данная политика связана также с огромным количеством выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу. Казахстан, как участник Киотского протокола [3] вносит свою лепту в сокращении выбросов углекислого газа в атмосферу.

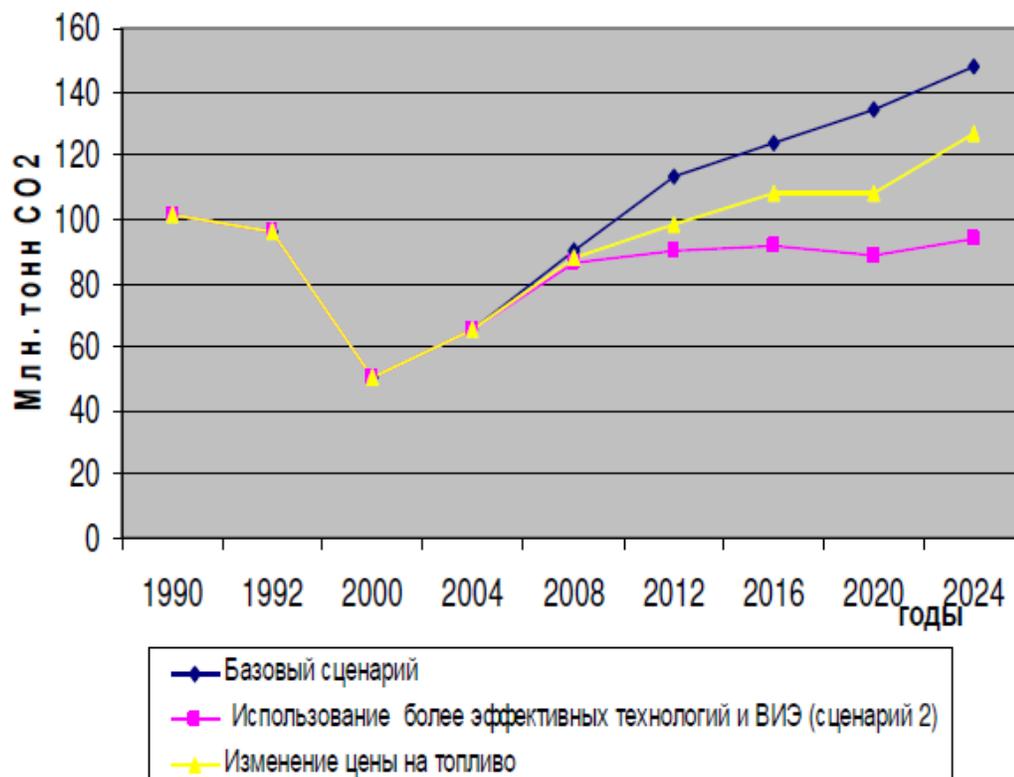


Рисунок 6 – График изменения выбросов CO<sub>2</sub>

Как видно из рисунка, внедрение возобновляемых источников позволит сократить порядка 45 млн тонн CO<sub>2</sub> в год к 2024 году.

Как отмечалось ранее, энергия ветра является уже достаточно исследованной и проверенной технологией, с развитыми рынками по всему миру и все еще более развитой. Энергия ветра является все более надежным и экономически конкурентоспособным источником экологически чистой энергии с потенциалом для дальнейшего сокращения расходов. Усиление конкуренции с азиатскими производителями, вступающими на рынок, будет оказывать понижающее давление на цены турбин, что немаловажно для развития.

Прибрежные ветра, скорее всего, представляют собой один из наиболее значительных вкладов в глобальную декарбонизацию сектора

электроэнергетики в краткосрочной и среднесрочной перспективе. Неэкономические барьеры, такие как интеграция ветроэнергии в электрические сети, нормативной неопределенности, административных барьеров, экологических проблем и общественного признания, однако, может привести к проблемам в достижении необходимых объемов развертывания и ставок [12]. В странах, где намерены инициировать развитие ветровой энергии, политика удаления внеэкономических барьеров (приоритет доступа и диспетчеризации энергии ветра) должны идти рука об руку с экономическими стимулами. В тех странах, в которых уже освоены большие объемы энергии ветра, уже осуществляется, так называемая вторая фаза: системная интеграция ветровой энергии. Эта системная интеграция включает в себя как технические аспекты и нормативные вопросы. Государства, в свою очередь, должны обеспечить правильные стимулы, чтобы разблокировать всю гибкость ресурсы существующих энергетических систем и стимулов для наращивания дополнительных ресурсов в случае необходимости.

На сегодняшний день, в мире все более часто начинают применяться механизмы экономической поддержки оффшорной энергии ветра. Национальные структуры различаются в отношении деталей реализации, например, относится ли абонент к категории для оплаты оптовой цене (также известный как feed-in, или зеленый тариф). Различаются и методы для определения уровней тарифов и продолжительность выплат. Но все системы разделяют важный аспект, что они обеспечивают достаточно стабильное вознаграждение за произведенную единицу энергии. На зрелых рынках, разработки политики в основном сосредоточены вокруг тонкой настройки платежей стимулирования. В тех странах, которые имеют очень большое интегрирование энергии ветра (Дания, Испания и Германия) политических мер,

направленных также в интеграцию сети, и он замена старых турбин на более эффективные, новые (BNEF, 2010a).

## **1.2 Солнечная энергетика**

Солнечные фотоэлектрические системы (или как сейчас стали называть фотовольтаика) преобразуют солнечную энергию в электричество. Основным структурным элементом системы является фотоэлемент, который представляет собой полупроводниковый прибор, который преобразует солнечную энергию в электроэнергию постоянного тока. Фотоэлементы соединены между собой так, что образуют фотоэлектрический модуль, как правило, до 50 до 200 Вт. Фотоэлектрические модули, в сочетании с набором дополнительных компонентов, зависящих от системы (например, инверторы, аккумуляторы, электрические компоненты и системы крепления), образуют систему фотоэлектрическую систему. Фотоэлектрические системы высокой степени модульности; т.е. модули могут быть связаны друг с другом, чтобы обеспечить мощность в диапазоне от нескольких ватт до десятков мегаватт [15].

Наиболее распространенными фотовольтаическими системами являются кремниевые системы. Однако, так называемые тонкопленочные модули, которые могут состоять из некремниевых полупроводниковых материалов, развиваются быстро и становятся все более важными. Хотя тонкие пленки зачастую имеют меньшую эффективность, чем кремниевые модули, их цена в расчете на единицу мощности ниже. Концентрированные солнечные панели, где солнечный свет фокусируется на меньшей площади, находится на грани полного развертывания рынка. Концентрированные фотоэлементы имеют

очень высокий КПД до 40%. Другие технологии, такие как органические фотоэлементы, все еще находятся в стадии исследования.

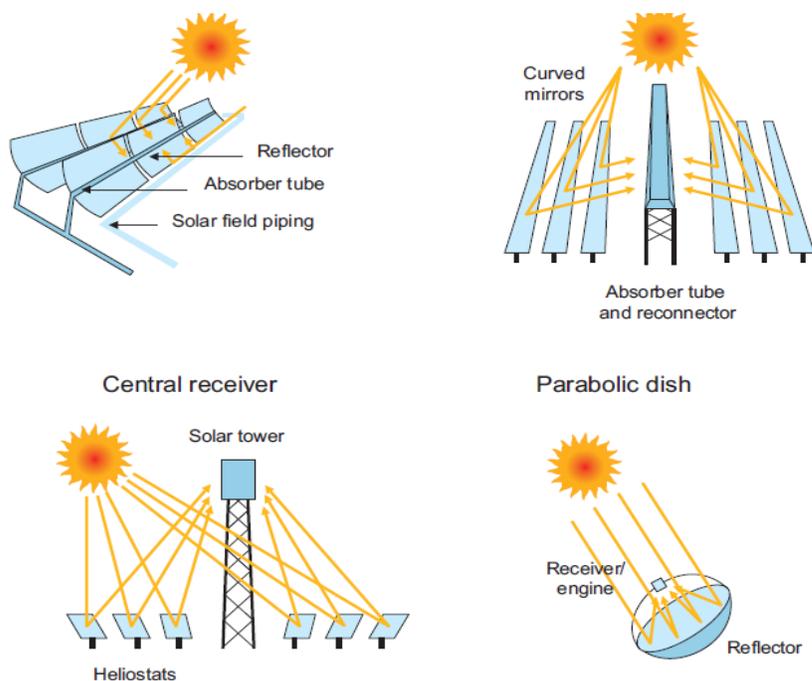


Рисунок 7 – Виды концентрированных панелей

Солнечные фотоэлементы сочетают в себе два преимущества. С одной стороны, производство фото модулей может быть осуществлено на крупных заводах с большим количеством выпускаемой продукции, что естественно позволит сэкономить средства при больших масштабах. С другой стороны, данная технология является модульной. Она может быть развернута в очень небольших количествах. Это качество позволяет в широком диапазоне применений. Системы могут быть очень маленькими, например, в калькуляторах, до масштабных объектов электроэнергетики. По сравнению с концентрированными солнечными панелями фотомодули имеют преимущество: они используют не только прямые солнечные лучи, но и диффузный компонент солнечного света, т.е. они производят энергию, даже

при пасмурной погоде. Эта возможность позволяет эффективно использовать их во многих других регионах в мире.

Поскольку солнечные панели генерируют энергию от солнечного света, выходная мощность ограничена временем: когда светит солнце. Однако, поскольку солнечные лучи могут быть предсказаны с большей точностью, солнечные фотоэлектрические системы являются менее сложными, чем другие, чтобы интегрироваться в энергетическую систему.

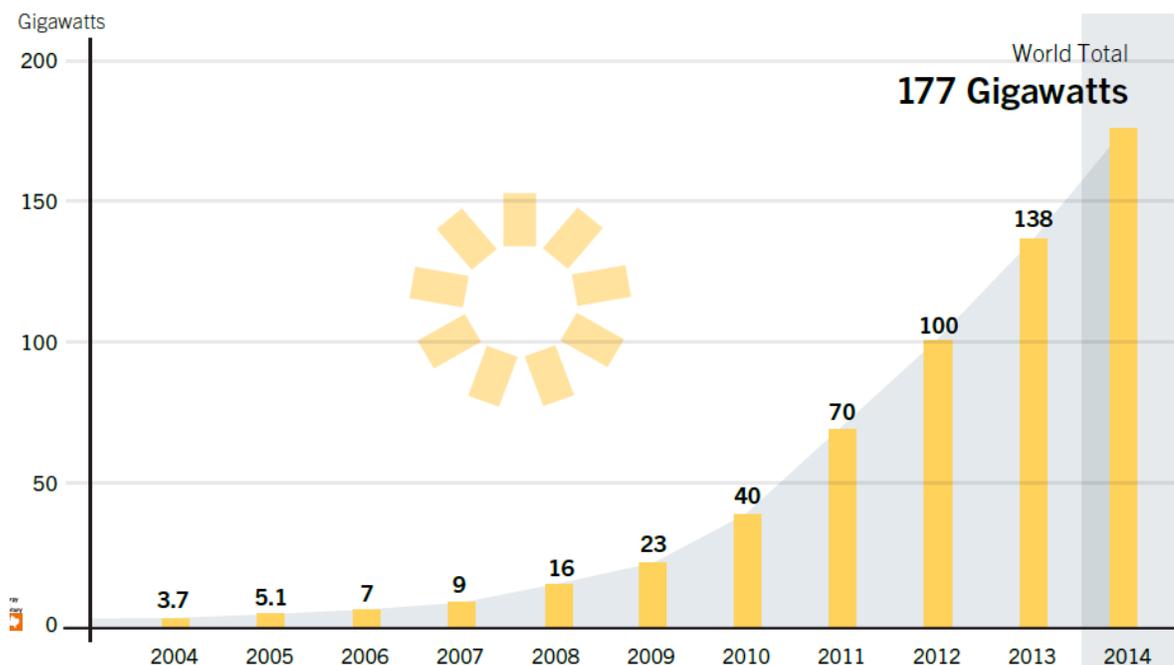


Рисунок 8 – Установленная мощность солнечных панелей в мире

С 2000 по 2015 год, с точки зрения ежегодных темпов роста рынка, солнечных фотоэлектрические модули были самой быстрорастущей технологией по всему миру [8]. Расчеты показывают, что совокупная установленная мощность солнечных фотоэлектрических панелей достигли примерно 40 ГВт в конце 2010 года, по сравнению с 3,7 ГВт в 2004 г. Как видно на рисунке 9 ниже Германия, как и последние 5 лет остается лидером по установленной мощности около 37 ГВт в 2014 году. Однако, как и в

ветроэнергетике, азиатские страны имеют колоссальный прогресс в развитии ВИЭ. Как результат, Китай имеет почти 30 ГВт установленной мощности (10,6 ГВт установлено в 2014 году), а Япония – 25 ГВт (9,7 ГВт в 2014 году). Италия занимала позицию крупнейшего европейского рынка солнечных панелей из Германии, с установленной мощностью свыше 17 ГВт в 2014 году.

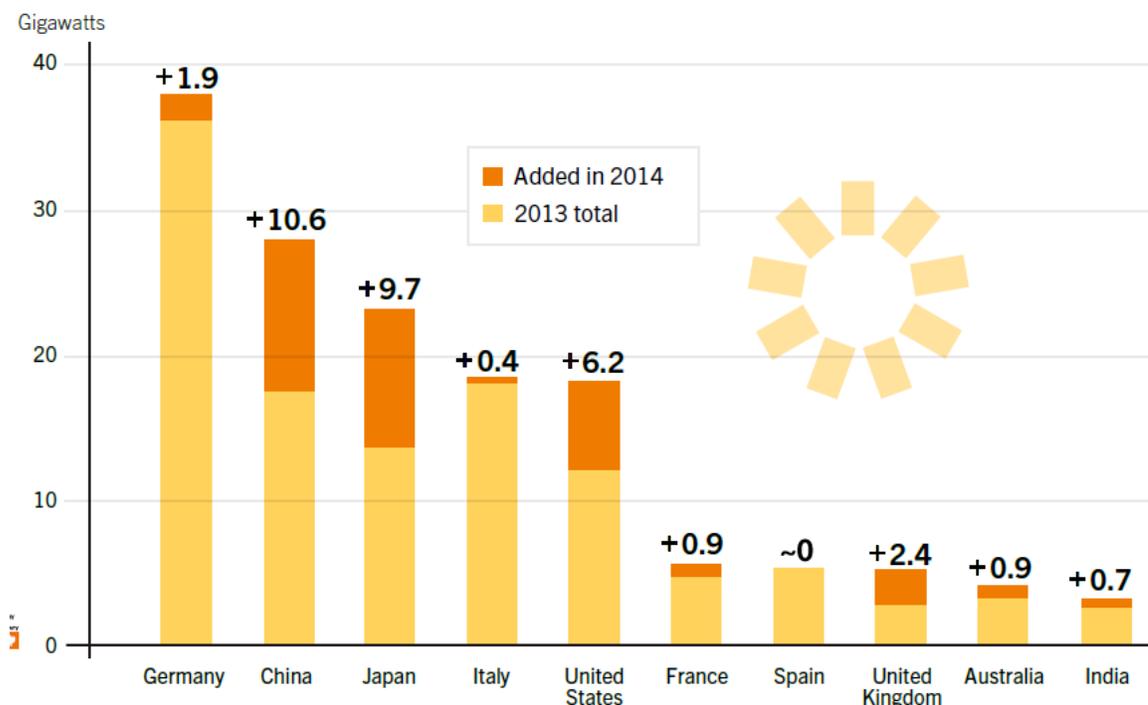


Рисунок 9 – Годовой прирост установленной мощности солнечной энергии

### *Перспективы развития солнечной энергетики*

Развитие потенциала солнечных панелей, стимулируется благоприятной политикой в относительно небольшом числе стран: сопровождался быстрым и впечатляющим снижением цен. Если мощность продолжит расти, ожидается, что солнечная энергетика станет конкурентоспособным по сравнению с розничными ценами питания и в конечном итоге с оптовыми ценами во всем мировом рынке в течение ближайших 10-20 лет. Это изменение откроет возможности для развертывания технологии в гораздо более широкого круга

стран, многие из которых имеют богатый солнечный ресурс и в котором расходы на солнечную энергию будет ниже, чем в некоторых нынешних рынках, таких как Германия.



Рисунок 10 – Изменения цен солнечной энергии и солнечных панелей

Стоит отметить, если рынки будут расти, то экономические стимулы должны остаться на месте. Опыт показывает, что FIT схемы являются эффективным инструментом политики. Однако, то, что отказ от стимулов должен осуществляться в детальной разработке политики, во избежание упадка рынков, когда затраты снижаются быстрее, чем это можно предвидеть. Этот потенциал следует рассматривать как проблему, стимулированного успеха, или "растущей боли". Используя преимущества обучения накопленной политики, она должна быть обеспечена возможность разработать политику, которая эффективно стимулировать потенциал и генерацию предсказуемым образом при ограничении затрат политики, направленной на доступном уровне. Политики должны быть в состоянии быстро реагировать на изменяющиеся обстоятельства. Правительства или регулирующие органы сталкиваются с

перспективой так называемого "PV Пузыри", право постепенно сокращать стимулы, чтобы соответствовать эволюции капитальных затрат текущих и ожидаемых, в результате чего разработчики с разумной, но не чрезмерной, норма прибыли. Разработчики политики могут также рассмотреть вопрос о крышку на емкости, доступной на конкретных ставок FIT, с тем, чтобы ограничить общие затраты на политику в пределах ожидаемого конверта. Кроме того, международная координация развертывания будет ключевым элементом в создании роста PV является устойчивым. Распространяясь на мировой рынок на большем количестве стран будет облегчить финансовое бремя финансирования кривой обучения PV, и поможет избежать разрушительных реакций рынка, когда рынки в любом одном крупном рынке становятся ограниченными.

### **1.3 Гидроэнергетика**

Гидроэлектростанции вырабатывают электроэнергию в проточной воде, из рек или из искусственных сооружений, где вода течет из резервуара. Турбины, помещенные в поток воды извлекают кинетическую энергию и преобразовывают ее в механическую энергию. Количество электроэнергии, вырабатываемой зависит от потока воды и вертикального расстояния откуда вода падает [8].

Гидроэнергетика является полностью коммерческой и хорошо отработанной технологией. Гидроэнергетика может поддерживать другие источники возобновляемой энергии, что делает их очень гибкими источниками. Например, гидроэлектростанции способны доставлять мощность базисной нагрузки, удовлетворять пиковый спрос, или используется в качестве системы хранения энергии. Возможность быстрого старта ГЭС помогает справиться с колебаниями спроса или предложения. Производство может быть поставлено

под угрозу, однако, когда засуха ограничивает подачу воды в пределах водосборной площади, а годовой объем производства ГЭС на многих рынках варьируется от времени года и из года в год, в зависимости от количества осадков.

Три основных типа схем ГЭС это при хранении энергии, работа от проточных рек и гидроаккумулирующие станции. В схемах хранения, плотина осуществляет забор воды в резервуар, который питает турбину и генератор. Проточные схемы используют естественный поток реки и могут использовать плотину для повышения непрерывности потока. В любом из этих типов могут включать в себя утечки, где вода направляется из озера, реки или водоема к удаленной электростанцией, содержащий турбину и генератор. ГАЭС схемы хранения включают два резервуара. В периоды низкого спроса и, как правило, низкие цены на электроэнергию (часто в ночное время), электроэнергия используется для перекачки воды из нижнего до верхнего бассейна. Вода выпускается для выработки электроэнергии, когда спрос и цены высоки, тем самым улучшая емкость хранения и обеспечения гибкости сетки. Эти возможности особенно полезны для обеспечения возможности большого потока ветра и других источников питания переменного тока [15].

Проекты гидроэлектростанций могут иметь значительные экологические и социальные последствия, а также анализ баланса между выгодами и эффектами может оказаться трудной задачей. Все экологические и социальные последствия должны быть выявлены и рассмотрены в ходе процесса планирования, чтобы можно было принять надлежащие меры для предотвращения, смягчения или компенсации воздействий.

Как видно на следующих рисунках Китайская Народная Республика вновь занимает лидирующие позиции в объемах установленной мощности. Так, на сегодняшний день 27% энергии генерируемой всеми ГЭС мира

происходит в Китае. Ближайшие преследователи (Бразилия, США и Россия) имеют лишь 8,5%, 7,5% и 4,5% от общей генерации соответственно. Более того, только за 2014 год в Китае было введено больше установленной мощности ГЭС, чем во всех остальных странах мира.

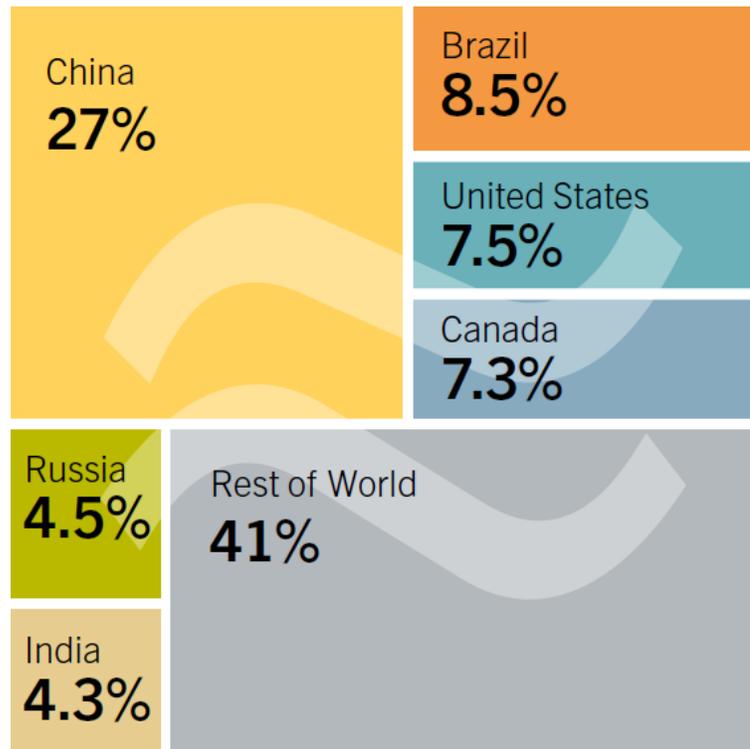


Рисунок 11 – Доля выработки гидроэнергетики по странам

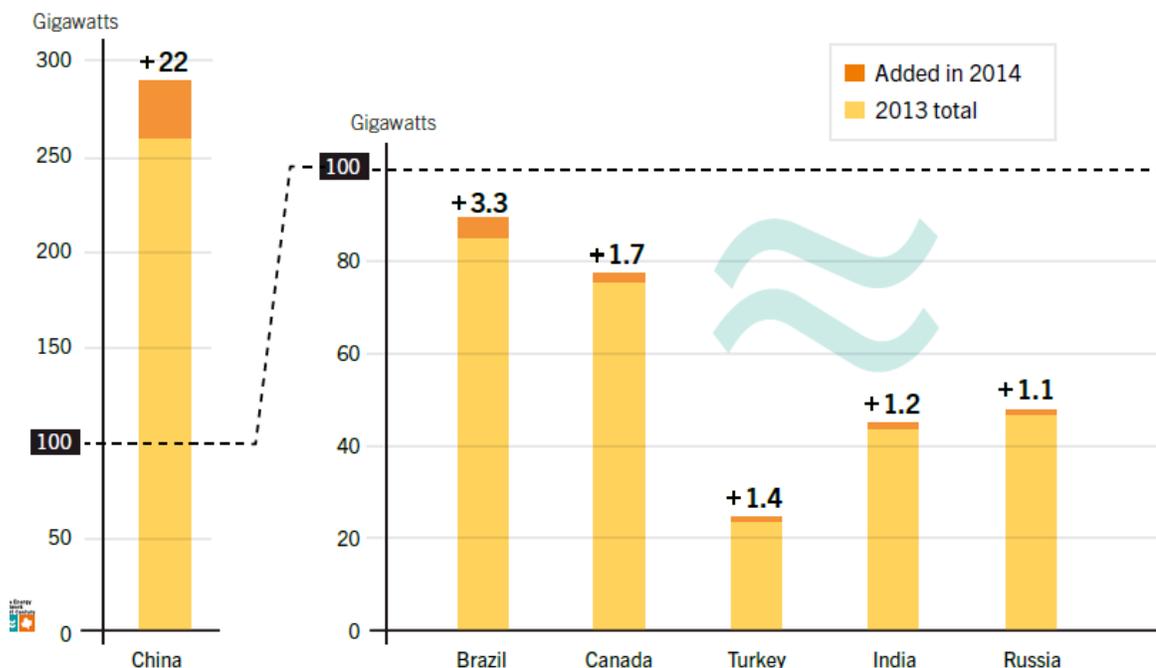


Рисунок 12 – Годовой прирост установленной мощности гидроэлектростанций

### *Перспективы*

Гидроэнергетика имеет большой потенциал, чтобы обеспечить как и базисную нагрузку пиковой мощности, так осуществлять балансировку услуг электрических сетей. Основной потенциал для расширения мощностей ГЭС лежит в развивающихся странах. В более развитых рынках, существует потенциал для расширения поколения за счет модернизации и ремонта старых установок и разработки небольших проектов, где они являются экономически эффективными и где экологические и социальные последствия могут быть ограничены. Потенциал также существует, чтобы расширить варианты хранения. Основные проблемы, связанные с крупномасштабным расширением ГЭС включают в себя: баланс экологических и социальных выгод и затрат проектов. В настоящее время разрабатываются ряд протоколов, приемлемых для правительств и кредиторов, которые теперь могут быть применены к проектам в развитых и развивающихся странах. Оказание технической помощи

к применению этих протоколов, должно стать приоритетом для международных организаций, для содействия устойчивого подхода к гидроэнергии в странах с развивающейся экономикой и развивающихся странах, где потенциал роста является самым высоким.

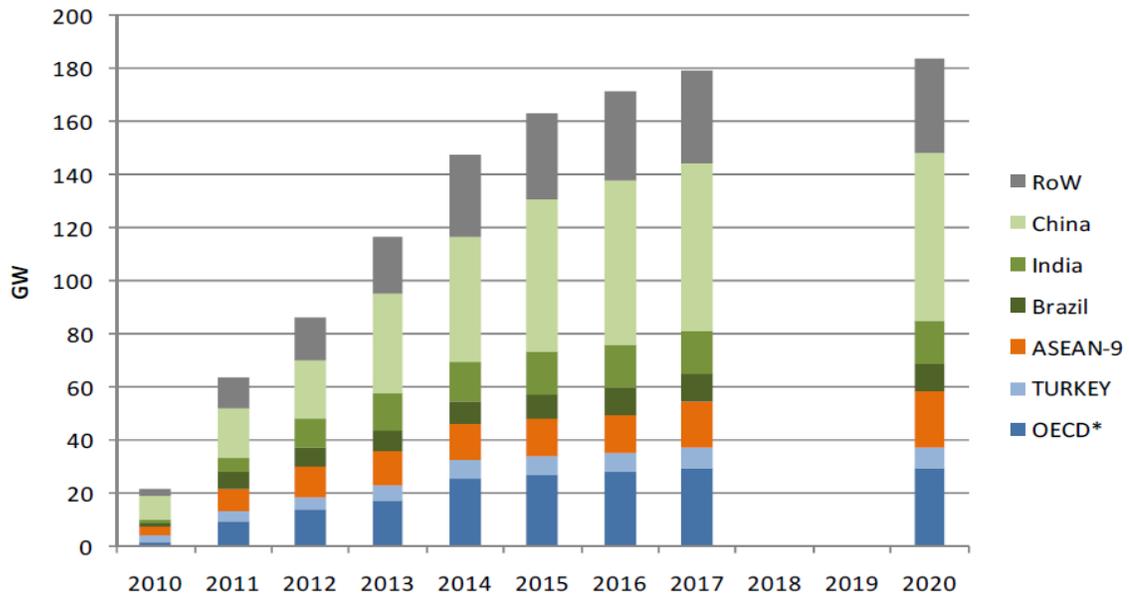


Рисунок 13 – Лидеры в гидрэнергетике мира

Согласно рисунку 13 по прогнозам к 2020 году увеличится установленная мощность ГЭС. Китай, в свою очередь, останется лидером в производстве гидроэнергии.

Другой основной задачей для развития гидроэнергетики является поддержка рыночных механизмов, которые вознаграждают гидроэнергетические проекты надлежащим образом, и, в частности, обеспечивают соответствующие доходы для гибких режимов работы (т.е. ограничение работы в периоды потенциального избытка в производстве и эксплуатации в периоды высокого спроса, когда возникает нехватка мощности).

## **2 Анализ мировых и отечественных достижений в области ветроэнергетики**

Как уже отмечалось в Главе 1, современные ветроэнергетические конструкции делятся на оффшорные (прибрежная) и оншорные (наземная), и, соответственно, прогресс в данных областях отличается.

Развитие в области инноваций в ветроэнергетике имеют важное значение для реализации концепции внедрения ветровой энергии в мире. Однако, с момента освоения энергии ветра огромным минусом была высокая цена как установку ветротурбин, так и на их составляющие. В связи с этим основным упором в последние годы было сокращение инвестиционных затрат и повышение производительности и надежности. Безусловно, сейчас ни одна из конструкций ветротурбины оффшорных конструкций не имеет возможности резко снизить стоимость энергии, даже в ближайшие годы. Тем не менее, конструкция и надежность ветроустановок может быть улучшена во многих областях, и; взятые вместе эти факторы могут снизить стоимость энергии и улучшить недостатки. Сегодня действия, связанные с развитием ветротехнологий, делятся на три основные направления:

1) Технология конструкций: технология турбины и конструкция с соответствующим развитием дизайна системы и инструментов, передовых компонентов, эксплуатация и ремонт, надежности и испытаний;

2) Ветровые характеристики: оценка энергии ветра ресурсов с оценками ресурсов для размещения, ветра и внешних условий для турбинной технологии, а также краткосрочные методы прогнозирования;

3) Логистика, изготовление и установка проблем.

## 2.1 Наземные (оншор)

### 2.1.1 Ротор

Одной из основных частей ветротурбины является ротор, и за последние 10 лет дизайн и технология изготовления претерпело много изменений. Большим изменениям подверглись и размеры турбин. Основным аргументом для ограничения размеров ветровых турбин основан на кубической зависимости выходной энергии от скорости. Так как выходная энергия увеличивается с увеличением диаметра ротора, следовательно, масса лопастей и их стоимость повышаются. Ранее инженеры, путем удаления материалов, достигали увеличения эффективности, но масса неизбежно росла. Исследования компании Wind Partnerships for Advanced Component Technology (WindPACT) произвели высокий скачок в своих исследованиях, таким образом, в последние годы коэффициент масштабирования лопастей достиг показателя около 2,3, в отличие от ожидаемых 3.0 [20]. Более того, у последующих поколений лопастей снижается кубическая зависимость диаметра от веса, как это представлено на рисунке 14.

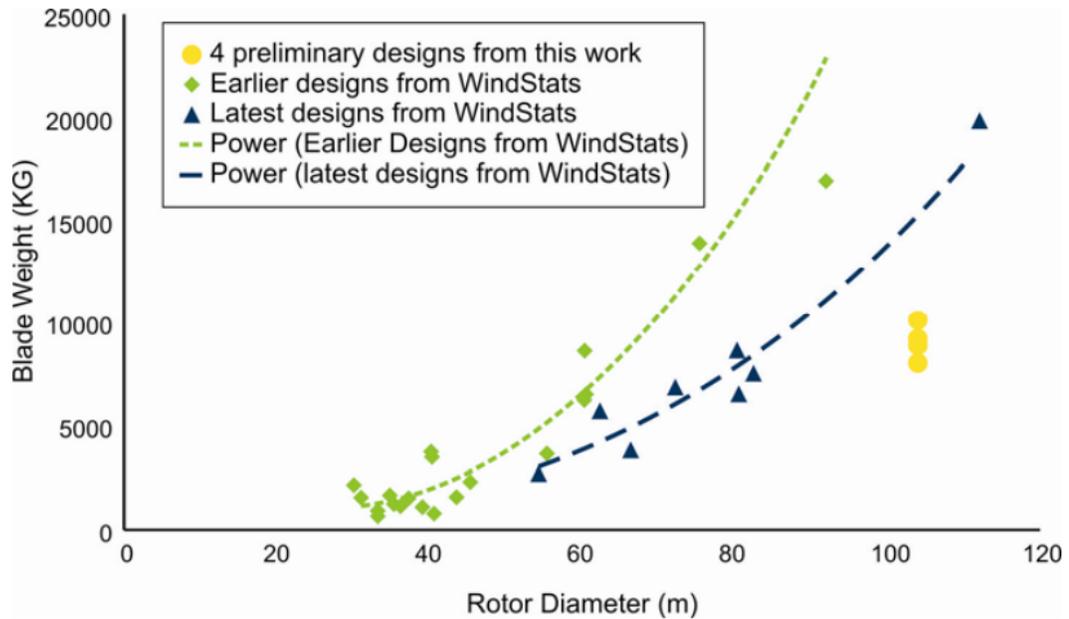


Рисунок 14 - Изменение массы ротора от диаметра

Наряду с массой, изменились и размеры лопастей. Современные роторы обеспечивают больший захват энергии и уже уменьшили стоимость энергии ветра. Поскольку роторы становятся больше с более длинными, более гибкими лезвиями, существует необходимость внедрения технологий снижения шума. Они так же имеют большое значение для увеличения количества земель, пригодных для проектов по ветроэнергетике. Ниже представлена динамика изменения диаметра ротора от производимой модели и установленной мощности [14].

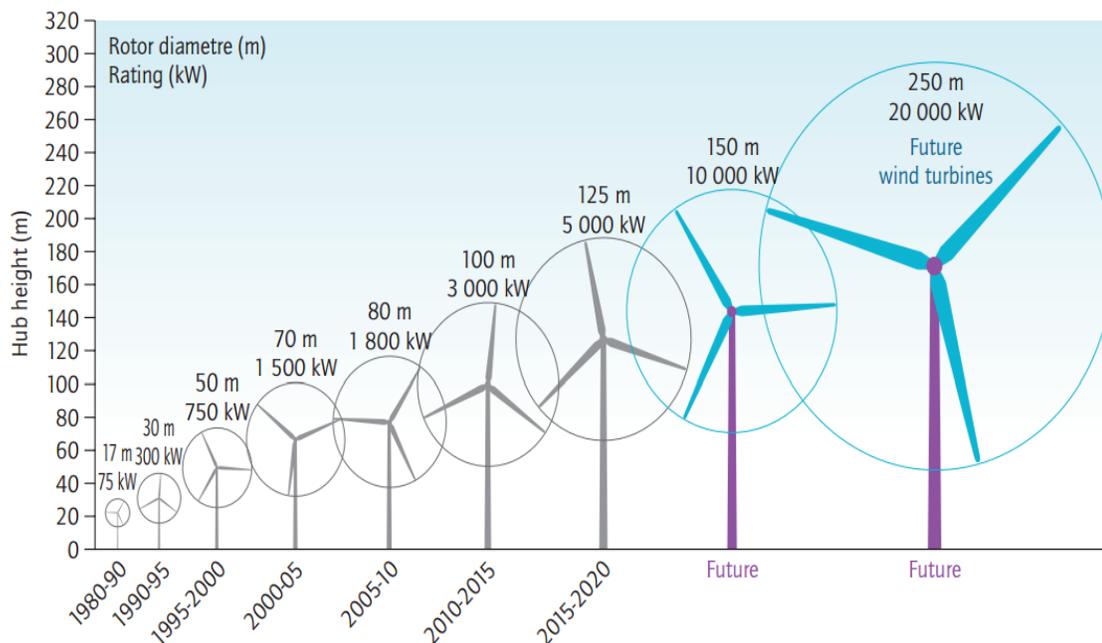


Рисунок 15 - Эволюция изменения ротора и высоты ветротурбины

Один из значимых показателей эффективности ветротурбин является коэффициент использования энергии ветра. Данный показатель у различных типов ветроустановок имеет разные значения. Так, например, объясняется почему применение трехлопастных ветряных мельниц имеет широкое применение на сегодняшний день. На рисунке 16 представлены коэффициент использования энергии ветра некоторых типов турбин, а так же кривая мощности «идеального ветряка».

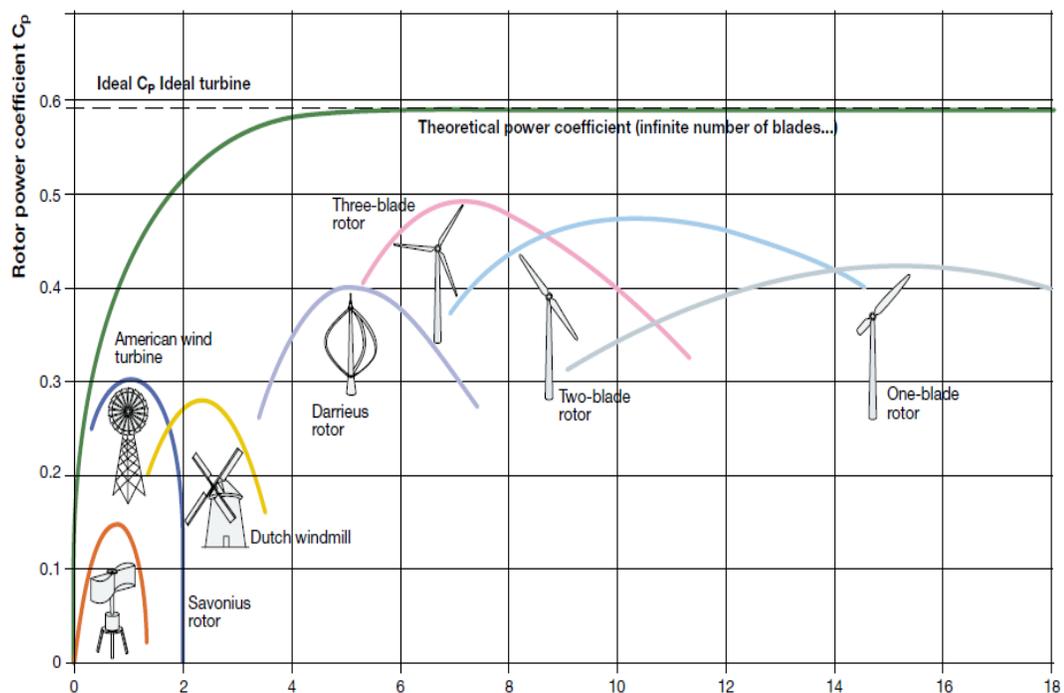


Рисунок 16 - Коэффициент использования различных типов ветроустановок

В противовес данной концепции лопастей на сегодняшний день существует ряд инноваций, которые могли бы увеличить эффективность ветротурбин. Например, один из них является развитие углеродных технологий, материал которого в разы легче и в тоже время прочнее стальных лопастей. Данный подход направлен на достижение условий для создания лопастей в криволинейной форме так, что аэродинамические колебания нагрузки применяются вращательным движением к полотну, которое будет изменять угол атаки.

Применения углеродных волокон добавляю прочности лопасти. Однако лопасти турбин из углеродного волокна имеют низкую плотность, что позволит еще сократить общий вес лопасти. Имея такие аэродинамические характеристики лопасти могут изгибаться при сильных ветрах, во избежания поломок или других аварийных ситуациях, сохраняя при этом эффективность.

Эти конструкции лопастей сложны, но тем не менее уже используются в таких крупных компаниях, как Vestas. На рисунке 17 представлена сегментизация лопасти, а так же возможный изгиб.

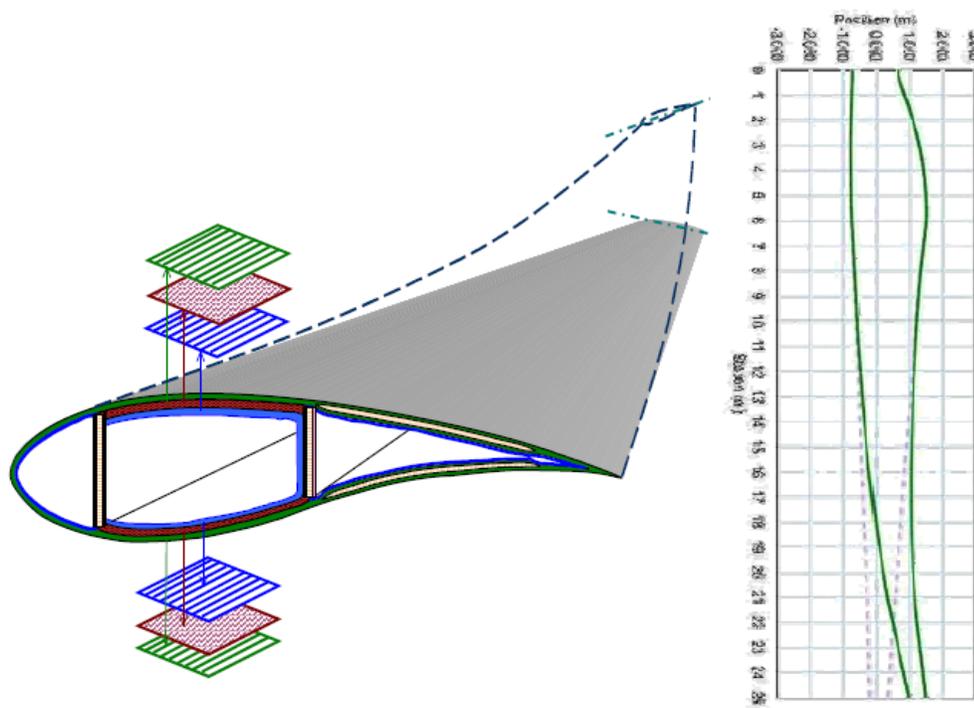


Рисунок 17 - Сегментизация и изгиб лопасти ветротурбины

### *Генератор*

Согласно исследованиям, развитие ветроэнергетики не осталось незамеченным и на генераторах. Как отмечалось выше, почти все инновации и исследования направлены на уменьшение затрат, как материальных, так и капитальных. Сегодня существует ряд уникальных конструкций в стадии разработки, направленные на уменьшение веса привода генераторов и стоимости при одновременном повышении надежности. Один из них: применение оксидов редкоземельных металлов.

Оксиды редкоземельных металлов используются во многих современных устройствах, таких как каталитические конвертеры, ЖК-экраны,

аккумуляторы и генераторы ветротурбин, которые используют постоянные магниты. Эти генераторы являются более компактными, более эффективными, и требуют меньше обслуживания, что особенно важно, для прибрежных ветропарков. Существуют опасения, что дефицит материала может препятствовать крупномасштабному развертыванию проекта по производству генераторов, однако, в ходе исследований мировые запасы оценили на 1 000 лет поставок при нынешнем уровне потребления (USGS, 2013). На самом деле, цены на оксиды неодима, используемого для производства магнитов, снизилась с 195 \$/ кг до 80 \$/кг в течение 2012 года. Однако основной проблемой является то, что 95% от текущего производства оксидов осуществляется в Китае, который ограничивает экспорт, но имеет только 30% известных мировых запасов. Горнодобывающие проекты в настоящее время рассматриваются в более чем 20 странах, и ведутся исследования альтернативных материалов во многих исследовательских институтах.

Непосредственно о конструкции постоянных магнитов. Как правило, он довольно компактные и легкие. Согласно [18] генератор с прямым приводом мощностью 1,5 МВт с использованием редкоземельных постоянных магнитов был изучен и прототип построен в рамках программы компании WindPACT. Эта конструкция использует 56 полюсов и составляет всего 4 м в диаметре, по сравнению с 10-м для фазного ротора. Эта машина прошла испытания в Национальном Центре Ветровой Технологий, Национальной Лаборатории Возобновляемой Энергии, США.

Концепт, который предлагается в перспективе для будущих крупномасштабных проектов использует одноступенчатый привод с помощью генератора низкой скорости. В рамках проект WindPACT был разработан прототип трансмиссии для такого привода. Эта конструкция использует одноступенчатую передачу, совершает 190 оборотов в минуту, имеет 72-

полюса, с постоянным магнитом генератора. Данный концепт уменьшает диаметр генератора мощностью 1,5 МВт до 2 м<sup>2</sup> [16]. Прототип был изготовлен и протестирован в Национальном Центре Ветровых Технологий, Национальной Лаборатории Возобновляемой Энергетики, США.

Другой концепт, который предполагает уменьшения размера, веса и стоимости, является распределенная трансмиссия. Эта концепция основана на расщеплении на несколько параллельных генераторов. Исследования показали, что путем распределения ротора крутящий момент уменьшался, и в тоже время достигалось снижение веса. В 2012 году компания Windpower разработала 2,5 МВт прототипа рисунок 18, который включает в себя этот подход и в настоящее время находится в новом 2,5 МВт Свободы турбины.

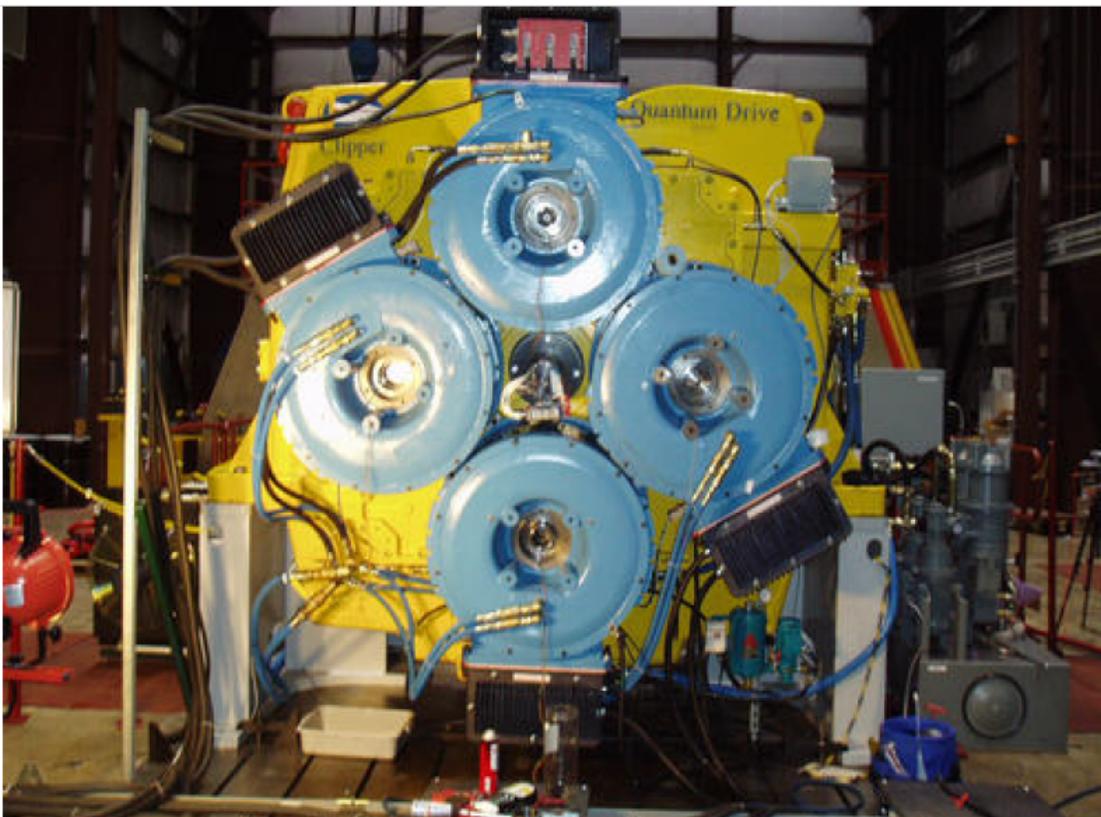


Рисунок 18 -Прототип компании Windpower

### ***2.1.2 Башня***

Необходимость использования чрезвычайно больших кранов и транспортных устройств для башен и лопастей создает немало проблем для транспортировки и развития ветроэнергетики. Однако это также дает повод для создания новых типов и конструкций. Как и в случае с лопастями, сегодня существует ряд концепций, которые находятся на стадии разработки, предлагающие устранить необходимость в очень больших и тяжелых кранах и подъемниках. Наиболее широкое применение получили углеродные и стекловолоконные технологии, которые помогли уменьшить вес башен, а также разделить их на несколько составляющих [22]

### ***2.1.3 Прочие***

Развитие силовой электроники в ветроэнергетике также имеет огромный прогресс. Современные контроллеры объединяют сигналы от множества датчиков для контроля скорости вращения ротора, угол наклона лопасти, напряжение преобразования энергии и фазы. Контроллер также несет ответственность за важные решения безопасности, например, реализовано выключение турбины при экстремальных условиях. Сегодня большинство турбины работают с переменной скоростью, а система управления регулирует частоту вращения ротора для получения максимальной эффективности в колеблющихся значениях ветра путем непрерывного обновления скорости вращения ротора и нагрузки генератора, чтобы максимально увеличить мощность. Рабочая переменная скорость требует использования преобразователей энергии, чтобы генерируемая мощность совпадала с частотой сети.

Гидравлические конструкции привода двигателя, в котором гидравлическая система заменяет механическую коробку передач, также возможна в будущем. Дальнейшее развитие больших и больших мощностей турбины потребует более высокой мощности силовой электроники и расширенные возможности поддержки сети от ветровых электростанций. Более низкая стоимость преобразования энергии ожидается от внедрения более высокой мощности напряжения электроники [23].

Развивается и системный дизайн. Цель системного дизайна состоит в том, чтобы разработать более экономичные конструкции турбины с возможностью извлекать больше энергии из ветра, в течение более длительного срока службы и в конкретных условиях эксплуатации. Производители ветряных турбин, которые планируют предложить так называемые "климатические пакеты" нужно будет использовать специальные материалы и компоненты; в том числе специализированных измерительных систем, обогревателей или подогревателей для компонентов и подсистем, и даже гондолы отопления, чтобы обеспечить комфортное обслуживание турбины. В качестве противозамерзающей системы лопастей чаще всего используют электротермические нагревательные элементы.

На следующем рисунке представлены цены на составляющие части ветротурбины. Как видно из данного рисунка, большую часть затрат занимают башня 26% и лопасти 22%. Таким образом, снижение затрат как минимум на эти части могут существенно снизить общую стоимость ветротурбин, и соответственно ветровой энергии в целом.

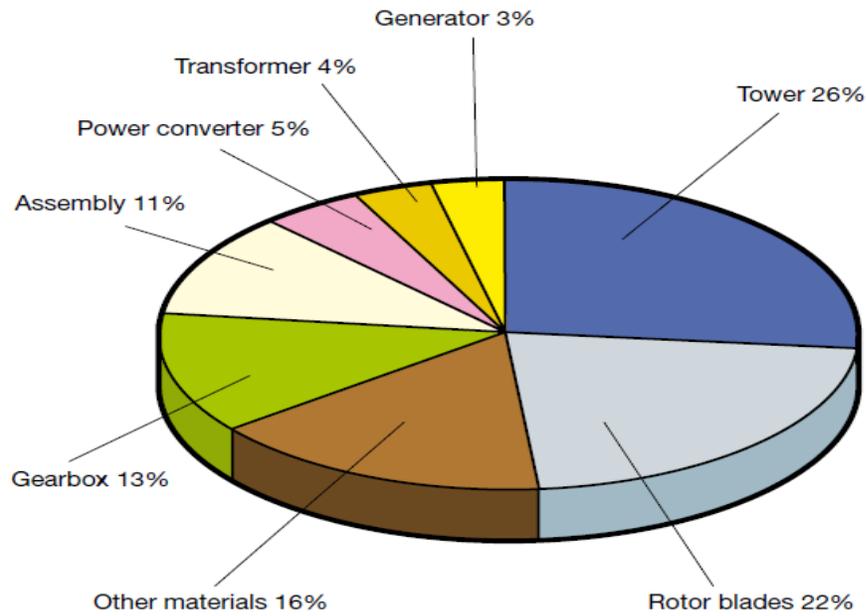


Рисунок 19 -Цена составляющих ветротурбины

Все концепции и улучшения описанные выше были исследованы Международным Энергетическим Агентством в 2012 году. Сравнив показания себестоимости ветротурбин на 2009 год, тенденцию снижения на 2010 год, выяснилось, что к 2020 году она может снизиться стоимости на около 20% от LCOE земли на основе энергии ветра к 2020 году рисунок 20.

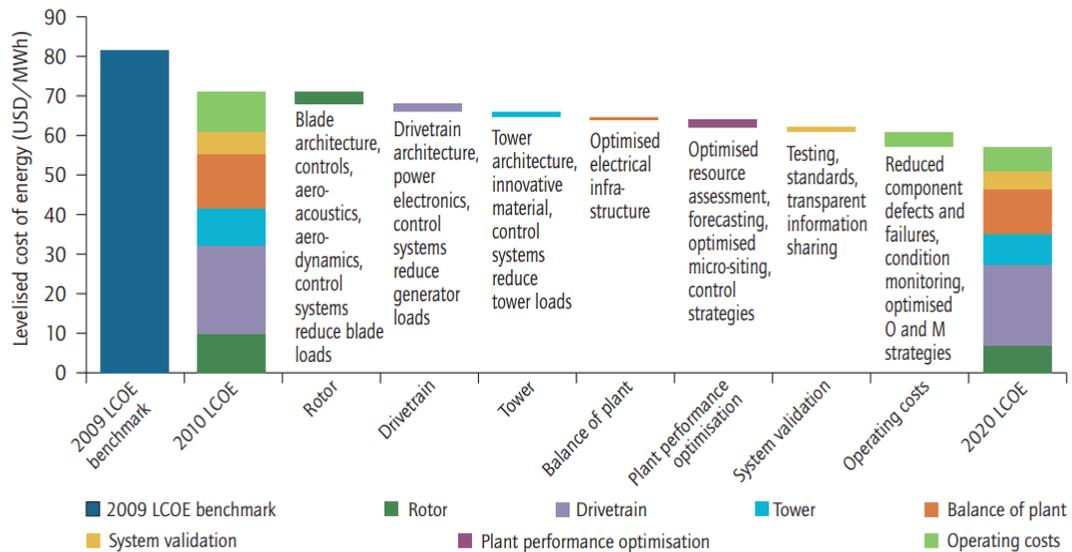


Рисунок 20 - Снижение цены на ветротурбины в результате внедрения новых технологий

## 2.2 Береговые (оффшор)

В настоящее время оффшорные зоны в мелководье это в основном модифицированная версия стандартной наземной турбины с изменениями, для учета состояния условий океана. Оффшорные турбины включают в себя ряд изменений в структуре башни:

- 1) Для защиты от нагрузки приливных и отливных волн и веса гондолы;
- 2) Для предотвращения коррозии;
- 3) Для облегчения технического обслуживания и предоставления временного убежища.

Чтобы свести к минимуму дорогостоящее обслуживание, современные оффшорные турбины оснащены системами мониторинга состояния расширенные, автоматических систем смазки подшипников, сервис на борту кранов, а также системы регулирования температуры масла. Стоит отметить, что все вышеперечисленное превышает стандарт для наземных конструкций.

Современные морские турбины в диапазоне от 3 МВт до 5 МВт в размерах и, как правило, имеют три лопасти, работают с горизонтальной осью ротора наветренной, а номинально от 80 до 126 м в диаметре. высота башни от берега ниже, чем на суше турбин, так как профили сдвига ветра менее крутой, закаливание выгоды захвата энергии искомым с увеличением высоты. Оффшорные основания существенно отличаются от наземных турбин. Рисунок (ниже) наглядно демонстрирует отличия оснований у таких конструкций, которые отличаются в виду разных почв.

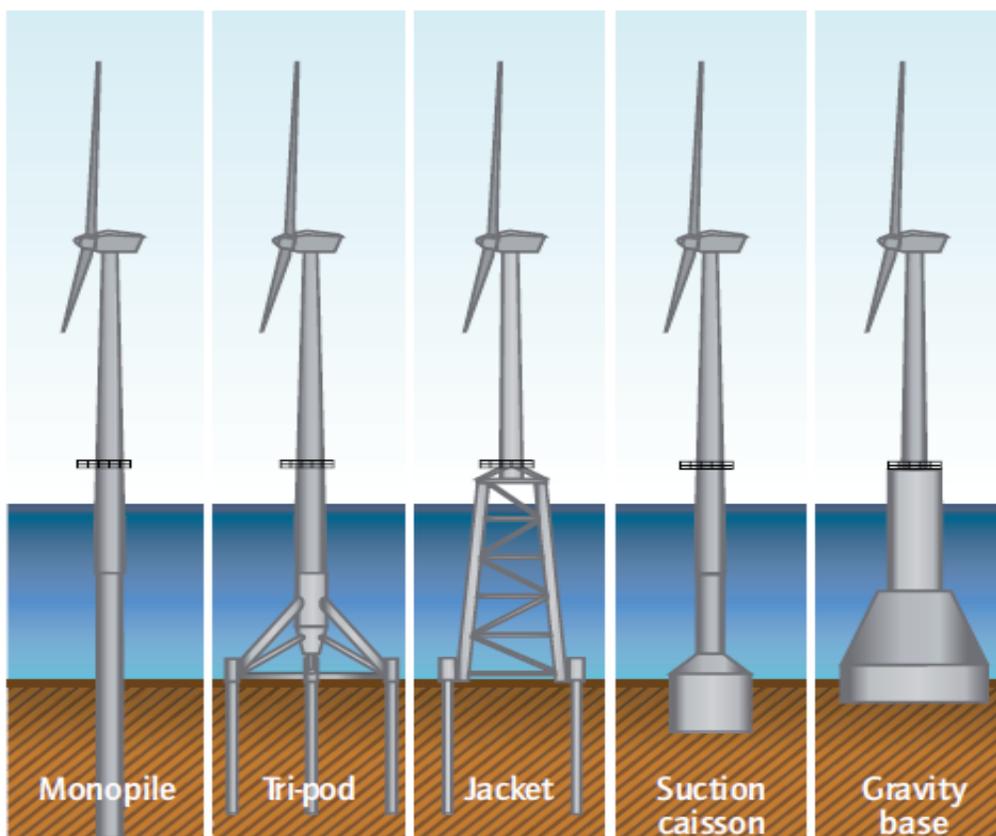


Рисунок 21 - Типа оффшорных ветроэлектростанций

Обычно, оффшорные ветроустановки устанавливаются на глубине 20-30 м. Основания все чаще стали делать из стали: большие стальные трубы с толщиной стенки до 60 мм и диаметром 6 м. Глубина платформы меняется в зависимости от типа почвы, но обычная установка в Северном море

Текущие оценки показывают, что затраты на эксплуатацию и ремонт выше, чем для наземных турбин из-за сложности доступа турбины во время штормовых условиях.

Ряд преимуществ не заставил долго ждать прогресса. На сегодняшний день, оффшорные зоны широко осваиваются странами Северной Европы, Китая, США и других государств. Стремительное развитие прибрежных зон ведет к увеличению площади покрытия, тем самым вызывая необходимость освоения больших территорий морского пространства. На сегодняшний день

сть три логических сценария, представляющие прогрессивные уровни сложности и развития, которые приведут к снижению затрат и более высоким потенциалом развертывания ветропарков. Рисунок 22 иллюстрирует пути развития оффшорной ветроэнергетики.

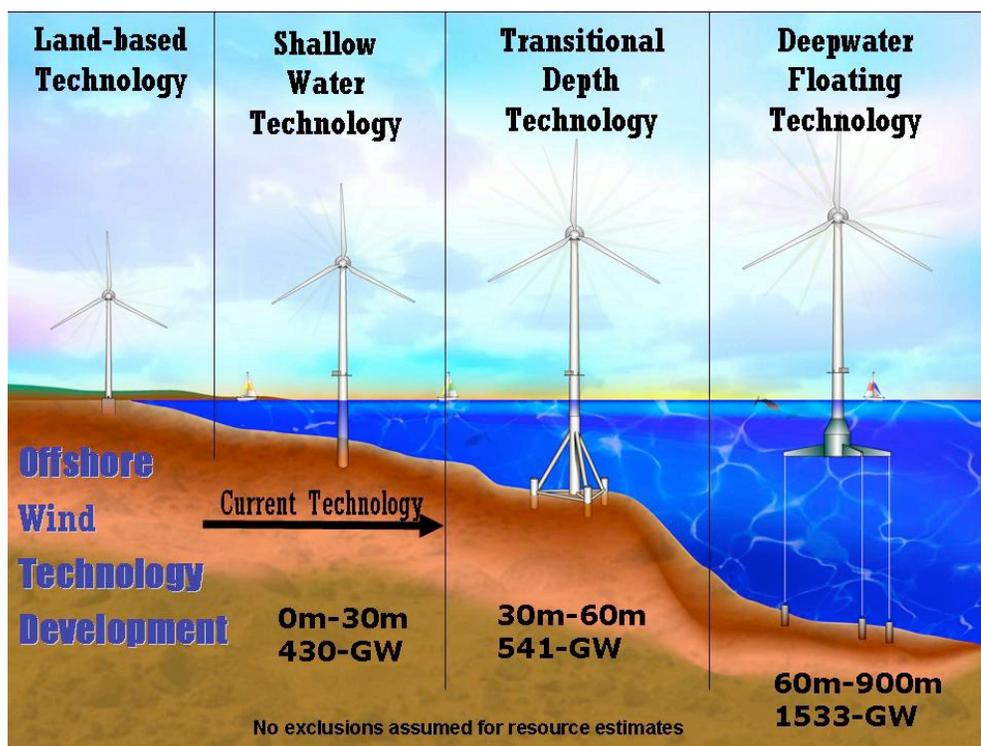


Рисунок 22 - Развитие оффшорных ветроэлектростанций

Первый заключается в снижении затрат и устранить барьеры для развертывания мелкой технологии обработки воды в водных глубинах от 0 до 30 метров.

Второй путь является переходной технологией, в которой необходимо освоение таких глубин, где современные устройства пока не могут функционировать. Эта технология имеет отличную возможность для развития в местах ,где осуществляется добыча морских месторождений нефти и газа. Переходные глубины определяются как от 30 до 60 метров.

Третий путь заключается в разработке технологии для глубокой воды – на глубине от 60 до 900 метров. Эта технология, вероятно, будет использовать плавающие системы, которые требуют больше затрат и исследований. На рисунке 23 изображены существующие типы плавающих ветроэлектростанций.

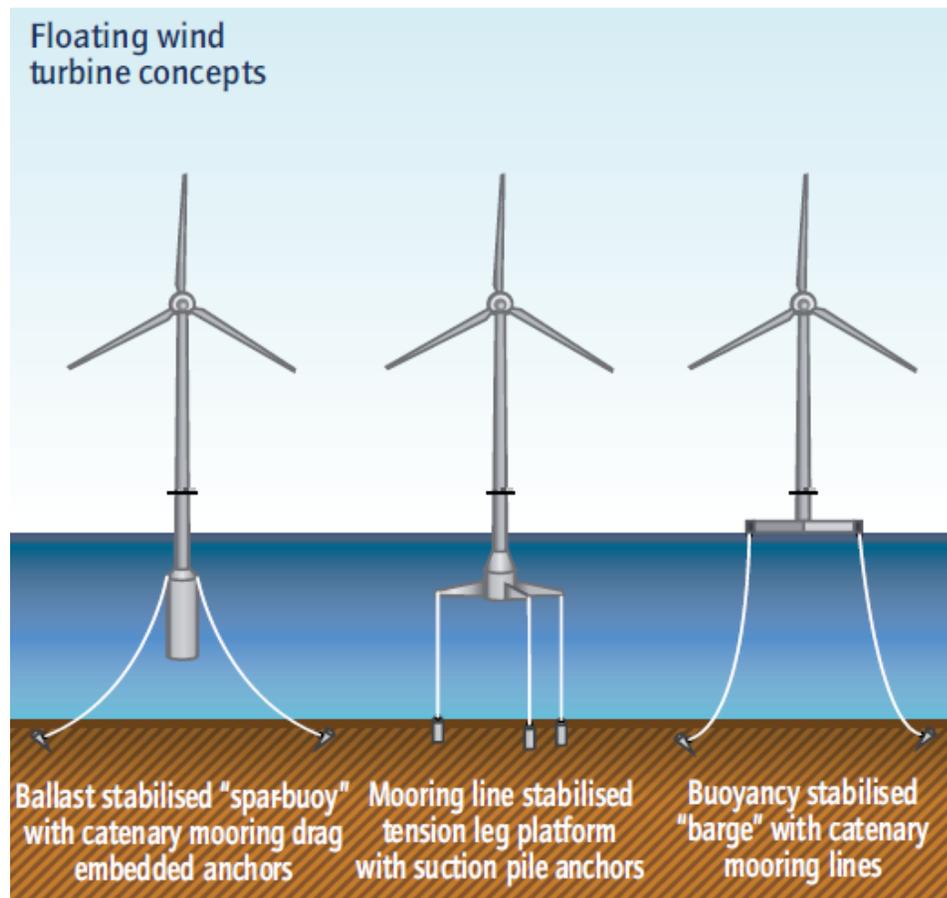


Рисунок 23 - Типа плавающих ветроэлектростанций

В ближайшем будущем ожидается, что оффшорные турбины будут иметь мощность от 10 МВт или более [25]. Они могут включать в себя легкие композитные материалы, облегченную трансмиссию, модульные генераторы полюсные с прямым приводом, гибридную раму башни. Стоимость систем управления и датчиков, которые контролируют и осуществляют мониторинг состояния турбины не будет существенно расти по мере увеличения размера турбины, но будут иметь более высокую надежность, что важно из-за

ограниченного доступа при тяжелых штормовых условиях, которые могут сохраняться в течение длительного периода времени.

## 2.3 Преимущества и недостатки применения ветровой энергии

Как уже было отмечено в предыдущих главах, ветроэнергетика является самым распространенным источником возобновляемой энергии в мире. Однако, как и любой другой источник энергии, применение энергии ветра имеет как положительные, так и отрицательные стороны.

К положительным сторонам относятся:

1. «Зеленая» или чистая энергия.

Производство энергии ветра является "чистым". В отличие от использования угля или нефти, создание энергии от ветра не загрязняет воздух и не требует каких-либо разрушительных химических веществ. В результате, энергия ветра уменьшает зависимость от ископаемого топлива, а также, что помогает нашей национальной экономике и предлагает целый ряд других преимуществ, такие как сокращение выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу.

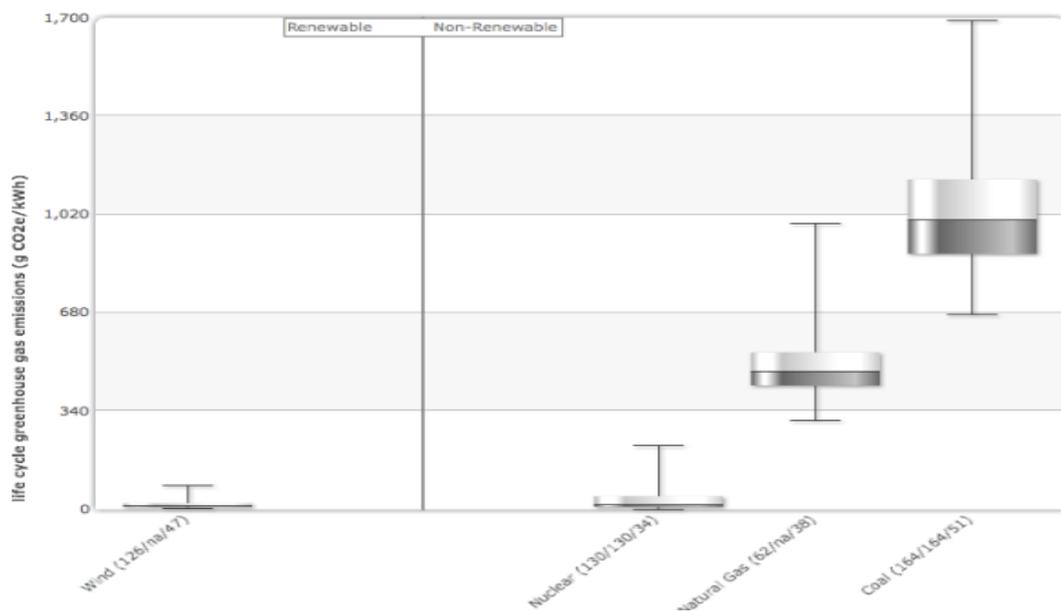


Рисунок 24 - Сравнение выбросов CO<sub>2</sub> тонн/кВтч разных источников энергии.

Как видно из рисунка, энергия ветра, как и любой источник «зеленой» энергии не имеет практически никак выбросов в атмосферу. Однако, есть и минусы в этом пункте, которые будут рассмотрены в «недостатках».

## 2. Возобновляемая энергия.

В качестве возобновляемого актива, ветер никогда не может быть исчерпан как и другие источники, например, невозобновляемые. Ветра вызваны вращением Земли, нагрева атмосферы Солнцем и неровностей поверхности Земли. Использование энергии ветра для выработки электроэнергии, возможно, пока светит Солнце, а это, по мнению ученых, около 6-7 миллиардов лет. Более того, согласно некоторым независимым исследовательским группам, мировой потенциал энергии ветра составляет более 400 TW.

## 3. Экономичность.

Данный пункт на самом деле является спорным, так как имеет обратную сторону. Однако, в действительности, ветропарки имеют огромный плюс в низкой стоимости эксплуатационных расходах. Как правило, главный инженер, помощником главного инженера и команда техников работают на месте ветропарка. Согласно исследователям, на станцию установленной мощностью 40 МВт (30 - 50 турбин) достаточно 1 экипажа из двух квалифицированных техников.

## 4. Быстрый рост и огромный потенциал:

В развитии ветроэнергетики наблюдается огромный рост в последнее десятилетие. По данным департамента энергетики США, совокупная мощность ветра увеличивается в среднем на 30% в год. Энергия ветра составляет около 2,5% от общего объема производства электроэнергии по всему миру. Ветровые турбины доступны в различных размерах, что означает широкий спектр людей и бизнеса могут воспользоваться ею для производства электроэнергии для

собственных нужд или продать его полезность, чтобы извлечь некоторую прибыль.

## 5. Снижение цен

Расход энергии ветра стремительно растет в последнее время, так как становится все более популярным, а это означает, что он будет неизменно дешеветь. С 1980 года, благодаря техническому прогрессу и увеличению спроса цены снизились более чем на 80%, ожидается, что цены продолжат уменьшаться в ближайшем будущем.

## **Недостатки**

### 1. Надежность.

Ветер, как правило, не бывает постоянным и турбины обычно функционируют в пределах 30% установленной мощности или около того. В том случае, если погода не обладает нужным ветровым потенциалом, потребитель можете остаться без питания (или во всяком случае вы необходимо зависеть также от электрической компании, чтобы иметь снабжение в те времена). Серьезные бури или сильные ветры могут причинить вред вашей ветровой турбины, особенно когда они поражены молнией.

2. Угроза дикой природы: Края ветровых турбин могут быть на самом деле небезопасно для окружающей природы, особенно для птиц и других летающих существ, которые могут быть в этой области. На самом деле не существует конкретного способа предотвратить это, но это определенно то, что население должно знать, чтобы убедиться, что они осведомлены о возможных последствиях, которые могут возникнуть в результате этого.

### 3. Шум:

Ветровые турбины могут быть источником другого влияния. Ветровые турбины издают звук, который может находиться в пределах от 50 до 60

децибел, и, если планируемая площадка под ветропарк лежит рядом с населенным пунктом, то это может создать дискомфорт населению. Некоторые люди считают, что ветровые турбины доставляют массу неудобств (дизайн, шум и другое), так что не исключены жалобы на них.

#### 4. Дороговизна пуско-наладочных работ.

Ветровые турбины и другие материалы, необходимые для производства энергии ветра могут быть очень дорогостоящим, и опираясь на то, где планируется постройка ветропарка, это может быть трудным найти кого-то, чтобы продать их вам и кто-то, кто может поддерживать его в течение время.

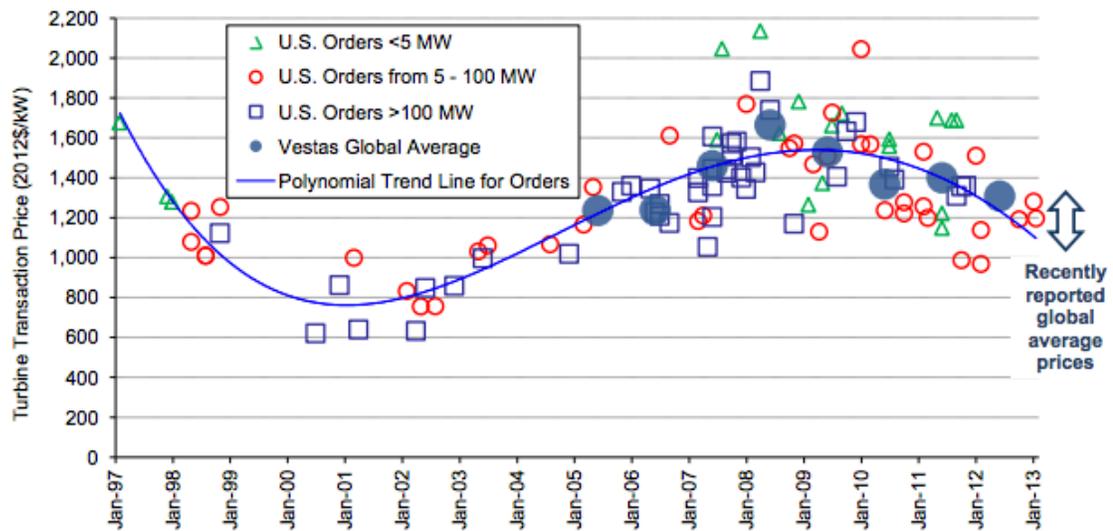


Рисунок 25 – Динамика изменения цен в ветроэнергетике

5. Безопасность людей: сильных штормов и сильных ветров может привести к повреждению лопастей ветровой турбины. Лезвие лопасти может быть опасно для безопасности людей, работающих поблизости. Оно может упасть на них, причиняя вред жизни человеку или привести к смерти в некоторых случаях.

6. Подходит для определенных местах: энергии ветра могут быть использованы только в определенных местах, где скорость ветра высока. Так как они в основном установки в отдаленных районах, линии электропередачи

должны быть построены, чтобы довести мощность до жилых домов в городе, который требует дополнительных инвестиций, чтобы создать инфраструктуру.

7. Влияние на окружающую среду: Это обязывает большое количество открытой местности, чтобы создать ветровую электростанцию. Это ведет к вырубке лесов, полей, устраняя всю зеленую природу. Места, которые могут быть хороши для этого, могут быть трудны для застройки и эксплуатации. Консистенция с кодом города и мандаты могут быть утомительным, когда вы пытаетесь установить ветровую турбину.

## 4. Financial model

### 4.1 Theoretical background

#### *Net present value*

Net present value (NPV), as claimed in (Faisalabad, Arshad 2012), is the total sum of overall future cash inflows and outflows, represented into present value. Moreover, all cash flows must be discounted at some discount rate, corresponded to the project. The following expression shows how NPV is getting on [37]:

$$NPV = -INV + \sum_{i=1}^T \frac{CF_i}{(1+r)^i} \quad \text{Equation 1}$$

where CF – sum of cash flow at different periods of time;

i – discount rate;

N – lifetime.

It should be noted, that  $CF_0$ , at the beginning of period, is frequently in negative form. Hence, this value is estimated as cash outflow or investments [38].

According to Oliveira and Fernandes, different energy projects have different revenue flow. For example, for wind speed distribution mainly considered as the same each year, so it means that annual revenue will remain at almost the same numbers [39]. Further, NPV formula with unified revenue showed below:

$$NPV = -INV + ACF \left[ \frac{(1+r)^T - 1}{r \cdot (1+r)^T} \right] \quad \text{Equation 2}$$

where ARR – average annual revenue;

INV – initial capital cost;

$N$  – lifetime period;

$i$  – discount rate.

As it was mentioned by Ivo Welch, the most elementary, but the best description of NPV is: if NPV equals zero – it does not bother; if NPV is lower than zero – it must be discarded, but if NPV higher than zero – it is better to accept this project. It also called “capital budgeting rule” [40].

However, as any method NPV has some drawbacks, which related to renewables, such as wind or solar energy [39]:

1) Since it is difficult to calculate all project risks, measuring of proper number project’s capital costs seems to be not an easy ask.

2) Values, like discount rate, depend on economic situation in each country, financial market actions. Nevertheless, in such project they remain constant, which of course has a bad affect.

3) Some people claim, that percentage NPV would be better that monetary.

Despite of NPV is very crucial value for evaluation, there are several values which can be also useful to see full picture.

### ***Internal rate of return***

Internal rate of return, or commonly called IRR, is one of the investment evaluation methods. This technique usually illustrates a superb insight on how project is going on [40]. IRR is a value that leads all cash flows (both inflows and outflows) to zero. In other words, Net Present Value (NPV) will be equal to zero at the discount rate equals IRR [39]. As it was explained in [38], the acceptable value of IRR is when the discount rate is lower than IRR [38]. In other words, in

investment project IRR should be higher than discount rate. It also calls “Internal rate of return rule” [38].

So, as it was mentioned above IRR is a value making NPV equal zero. The next equation shows how to calculate this value:

$$NPV = -INV + \sum_{i=1}^T \frac{CF_i}{(1 + IRR)^i} = 0 \quad \text{Equation 3}$$

where CF – cash flows (both inflow and outflow);

INV – investments;

NPV – net present value.

According to researches, in investment projects, related to wind energy, revenue is calculated by unified expression, since expected revenue is estimated annually. So, in this kind of case for wind energy projects IRR will be calculated by the following formula [39]:

$$NPV = -INV + ACF \left[ \frac{(1 + IRR)^T - 1}{IRR \cdot (1 + IRR)^T} \right] = 0 \quad \text{Equation 4}$$

where IRR – internal rate of return;

ACF – annual cash flow;

INV – investments;

N – lifetime period.

Moreover, this equation can be modified [39]:

$$\left[ \frac{(1 + IRR)^T - 1}{IRR \cdot (1 + IRR)^T} \right] = \frac{INV}{ACF} = SPB \quad \text{Equation 5}$$

where IRR – internal rate of return;  
 ACF – annual cash flow;  
 INV – investments;  
 SPB – Simple payback period;  
 N – lifetime period.

It can be clearly seen from this equation: no matter value of N, when IRR rises SPB declines. What was proved in [39] article.

However, the internal rate of return method has several disadvantages, which are showed below [39]:

- 1) Despite of cash flows structure, there might be several IRR values. It means that there are several solutions in one project. Finally, there is no one decent answer.
- 2) IRR value expects, that cash inflows and outflows might be reinvested into IRR. Compare to NPV, which doesn't have this drawback.
- 3) The IRR forget about the amount of investments. Small size projects could have IRR higher than projects with great investments. Again, NPV doesn't have such drawbacks.

### ***Profitability Index***

Profitability index is the value which illustrates the ratio of project's future cash flows in the present value over investments. The formula is showed below [38]:

$$PI = \frac{\sum_{i=1}^T DCF_i \cdot (1+r)^i}{INV} \quad \text{Equation 6}$$

where DCF – discounted cash flow;

r – discount rate;

INV – investments;

T – lifetime period.

According to several studies, PI describes relation between Net Present Value and Investments in a monetary unit. Also it can be rewritten by the following expression [41]:

$$PI = 1 + \frac{NPV}{INV} \quad \text{Equation 7}$$

where NPV – net present value;

INV – investments;

Projects with Net Present Value greater than one usually means that Profitability Index is also has a positive value. So, “the rule of profitability index” claims: if a project has profitability index higher than one, it should have a green light to be accepted, otherwise – the better way is to avoid it [40].

As it was described in some works, profitability index has some drawback, as any other methods [41]:

1) Profitability index could not give, sometimes, the correct answer, because of different types of cash flow. In other words, there might be a situation when profitable index is higher, while NPV is much lower comparing to another project.

Hence, it leads to make a wrong decision when you need choose one project among three another.

### ***Levelised Cost of Electricity***

Levelised Cost of Electricity is the price that describes the ratio between expenditures (including investments, operation and maintenance costs, fuel costs) on produced electricity, including discount rate. Value of LCOE ranges due to the following factors: different sources (traditional or alternative); the location where the project is going on (in each country prices various); technology (what quality and type of technology was used) and other aspects. According to experts from IRENA, levelised cost of electricity for renewables (including wind power) can be calculated by the following formula [42]:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^T \frac{INV + OMC + FC}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^i}} \quad \text{Equation 8}$$

where      INV – investment;  
                  OMC – operation and maintenance costs;  
                  FC – fuel costs (for wind energy ignored);  
                  E – annual electricity producing;  
                  r – discount rate;  
                  T – lifetime period.

In other words, levelised cost of electricity nothing else annual total costs per generated energy. A fully described meaning of LCOE is illustrated in the figure below.

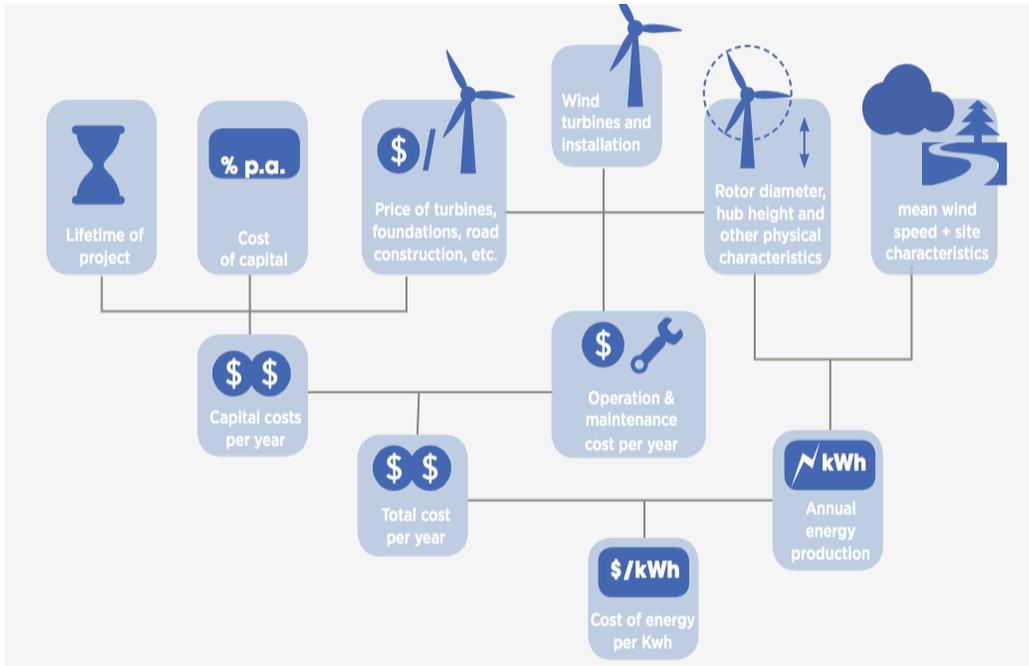


Figure 48 – Levelised cost of electricity assumption in wind energy [42]

### ***Payback Period***

Scientists in some studies demands, that in capital-budgeting methods the more “practical”, rather than “theoretical” is payback rule [40]. It is also the most frequent operated technique after internal rate of return and net present value.

According to investigator, the payback rule means: if payback period is lower than stoppage period, in this case the project should be adopted, if it higher – not or if close to cut off period, it might have more projects risks [38].

As it was reported, simple payback period is the period of time which is needed to return the investments. The simple description is represented below:

$$(C_i - C_0)_1 + (C_i - C_0)_2 + \dots + (C_i - C_0)_T = \sum_{i=1}^T (C_i - C_0)_t \geq C_0 \quad \text{Equation 9}$$

where  $C_0$  – cash outflow;

$C_i$  – cash inflow;

As it was mentioned above in renewable energy project, like wind, annual electricity production is assumed as identical from year to year. It means, that annual revenue from electricity selling will be the same. So, based on this knowledge SPB will be determined likewise in the next formula [39]:

$$SPB = \frac{INV}{ACF} \quad \text{Equation 10}$$

where  $INV$  – investments;

$ACF$  – annual cash flow;

Though, this method also has some drawbacks, which was described in [39]:

1) Simple Payback Period does not take into account cash flow which might be obtained after payback period in the following future and has impact for this value;

## 4.2 Financial analysis

According to [51], most common financial analyses are:

- 1) Sensitivity;
- 2) Scenario.

Regarding to several studies, sensitivity analysis is a method shows change tendency under different variables. Meaning, sensitivity analysis answers to the questions like “what will happen, if some inputs will change?”. In many cases, sensitivity analysis applies to main financial ratios, like, Net Present Value or Internal Rate of Return. The results of sensitivity analysis are useful when managers looking for influencing of project’s outputs on several input variables. However,

sensitivity strictly limited on market. In other words, changing the range of variables may not be useful, if the market opportunities are wider. [38], [51].

At the same time, also, one of the frequently used approaches is scenario analysis. This technique allows to see how project's outcomes change, if several assumptions will suddenly change. Therefore it shows how the project will going on if it happens [38].

However, as any method, scenario analysis has several drawbacks. As it was described, scenario analysis limited to outcomes or in other words, there's no strict description of realistic or pessimistic scenarios. Also, one of them is difficulties, meaning to estimate proper values for variables is not an easy deal [51].

Thus, based on the knowledge gained, for this project three different scenarios were assumed. They are:

- 1) Realistic;
- 2) Pessimistic;
- 3) Optimistic scenario;

According to study presented by researchers, realistic scenario includes expected all inputs at the expected level, so called real values [51]. In this case, as a realistic scenario the option with expect revenues, costs and some possible permissions was adopted.

Further, pessimistic scenario, as it investigated in some works, is vice-versa. This option is estimated as a worse variant. In pessimistic scenario most inputs values are at the lower level, than expected [51]. Again, this case is considered as a variant without any benefits, given by the government.

For scientists, an optimistic scenario is determined as the best option [51]. In other words, it shows the highest possible NPV. For the work it could be an option

with expected revenues and costs, and all possible exemptions, benefits and permissions.

Before speaking about the results it is crucial to show what kind of benefits and permissions investors could receive in the wind energy sector, and how they would have an effect on the project (both positive or negative).

First of all, it is fixed tariff, which was described in previous chapter. Shortly, it means, that the Government obligated JSC “KEGOC” (Kazakh Electricity Grid Operating Company) to buy all clean energy, which offers to investors constant revenue.

Moreover, there’s a significant governmental support for renewable energy investors. According to International Finance Corporation’s recent report, there are several privileges [53]:

- 1) Free custom duties;
- 2) Government grants;
- 3) Tax preferences;
- 4) Investment subsidies.

Free custom duties are allowed for Kazakh residents carrying out transportation of main and replacement parts for whole contract, but no more than 5 years [53].

Investors could get the following grants: land, equipment, transportation means, buildings. Nevertheless, maximum value of government grants should not exceed 30% of the whole investments [53].

Further, investors with priority meaning projects may face such kinds of tax preferences [53]:

- a) Reducing corporate income tax up to 100%;

- b) Free property taxes;
- c) Free land taxes.

Moreover, investments subsidies are given to recover construction and installation works up to 30%, without exceeding all costs [53].

Thus, investors are guaranteed with no changes with privileges described above. Guarantees are given by Legislation and the Tax Code of the Republic of Kazakhstan [53].

Finally, realistic scenario was assumed as a basic variant, what will be compared with different financing types.

#### ***4.2.1 Realistic scenario***

##### ***Investment cost***

Investment, or capital, cost, as was mentioned above, is a cost covers expenditures of installation process. It includes grid connection expenditures, installation, electric works and etc.

According to International Renewable Energy Agency's researchers, average capital cost is about 1500 U.S. dollar per 1 MW installed capacity. However, this value ranges significantly, which is shown in the following figure [54].

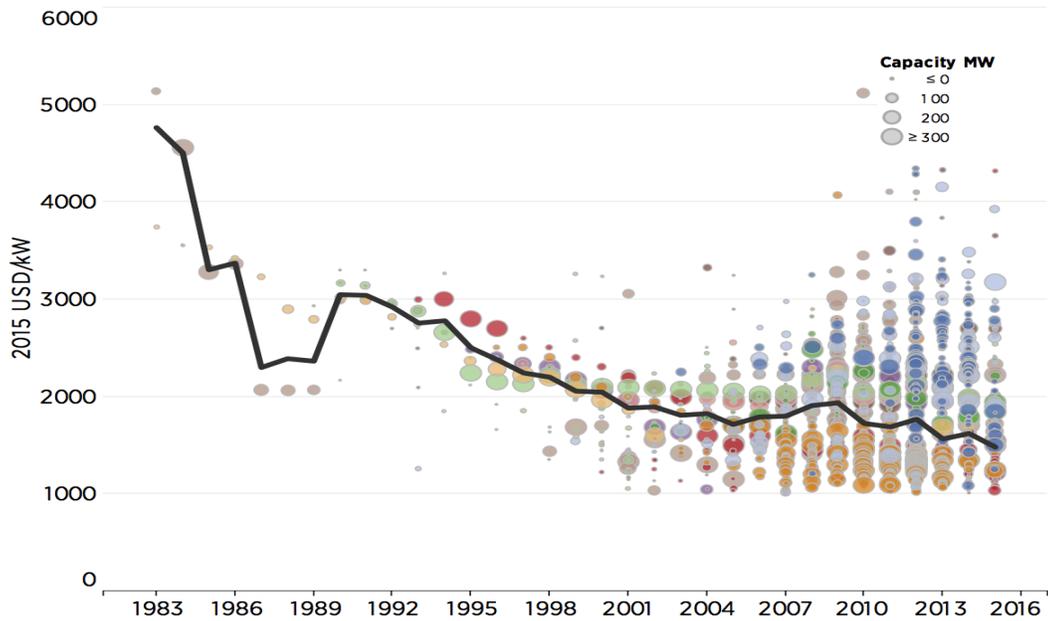


Figure 49 – Capital cost for onshore wind farms 1983-2016 [54].

As can be found out from the figure above, for a wind power plant with capacity less than 100 MW capital costs ranges between 1500 and 2500 U.S. dollars per MW. So, for this case capital cost at the level of 2150 U.S. dollar per MW was assumed.

Moreover, this value sees a decreasing tendency over the years, as experts from IRENA believe [54]. It is clear, that this factor could has an extremely high impact on the project. The tendency is represented below.

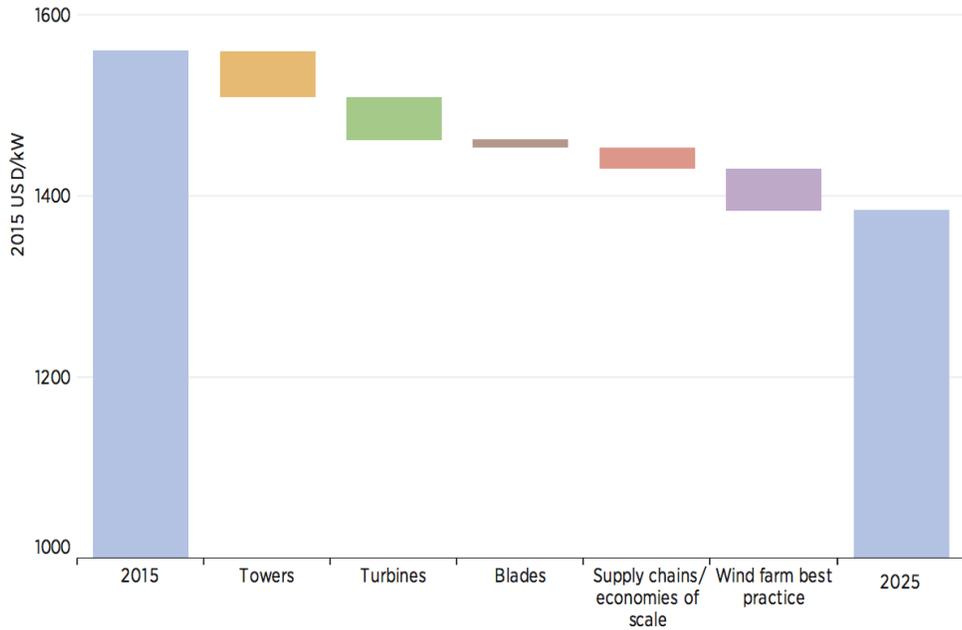


Figure 50 – Capital cost price changing tendency from 2015 till 2025 [54].

Investment cost shares of investigated project, based on information given in the previous chapters, illustrated in the next figure.

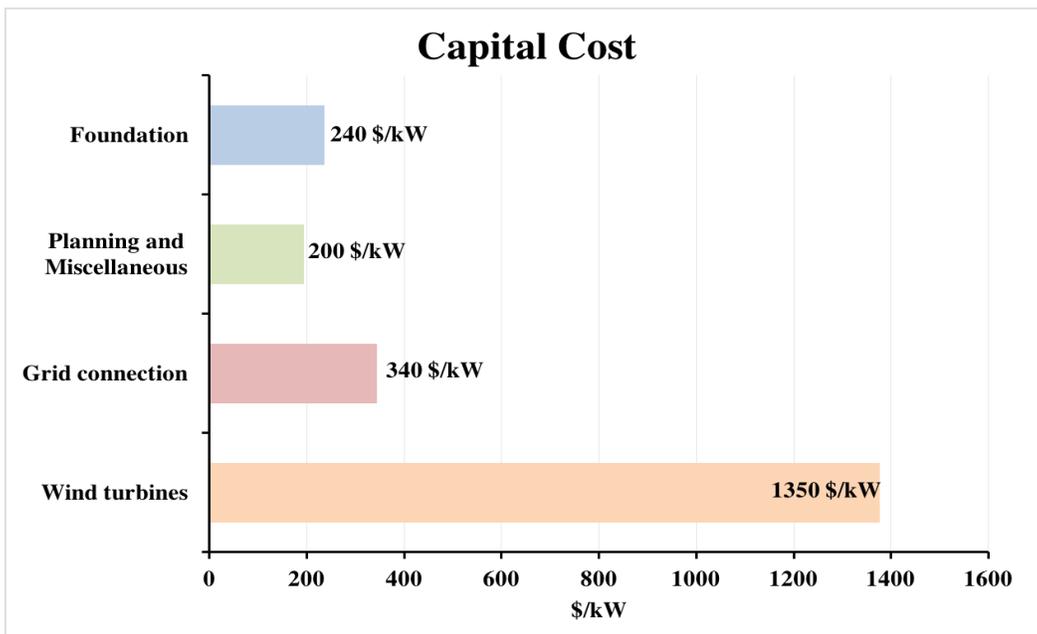


Figure 51 – Capital costs

The figure above shows prices per kW. However, as it was mentioned above, all prices differ in each country, in different times and depend on several situations. To cover this uncertainties sensitivity analysis will show how the project results suffers from capital costs increasing.

### *Operating and maintenance cost*

Shares and what exactly include these costs were described in the previous chapters. Now, it is crucial to estimate proper value of them.

According to several publications, operation and maintenance costs have been declining over the year, as investments costs, and, moreover, they are still falling down. It was proven by recent studies and shown in next figures [55].

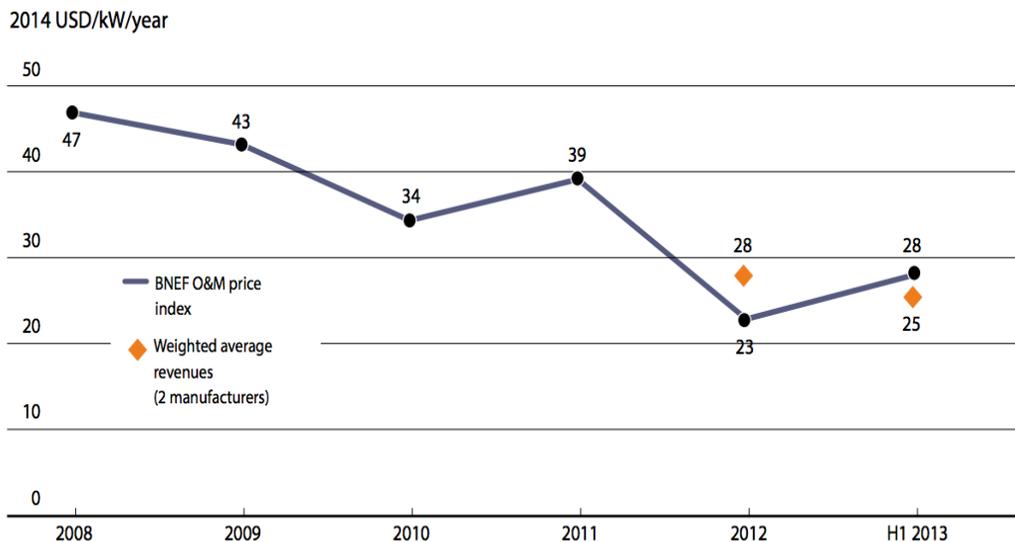


Figure 12 – O&M costs in 2008-2014 [55].

As it obviously seen from the picture, prices have fallen almost twice from 2008 to 2014. Furthermore, it has been falling next years, and according to IRENA experts, in 2016 operation and maintenance costs ranges between 0.005 and 0.025 U.S. dollars per kWh [56].

However, this prices could differ from Kazakhstan’s prices, but more or less it would be the same. So, O&M costs were assumed near to the highest value of this range – 20 U.S. dollars per 1 MWh.

Based on the information provided in the previous chapters, cost shares will look as it presented in next figure.

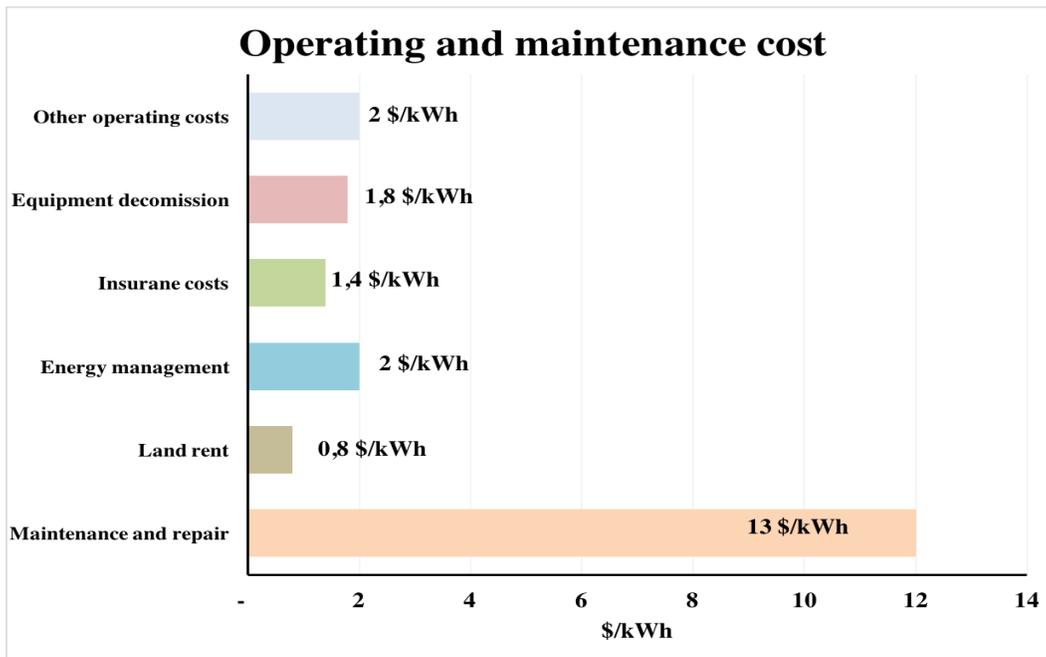


Figure 53 – O&M costs.

The figure above illustrates operation and maintenance costs in each category. As it can be seen, these ratios are matching with prices described above. However, they could differ from prices in different sources.

### ***Revenue***

Based on the research before, the expected selling price is a fixed tariff for green energy in Kazakhstan. Meaning, according to the Resolution № 645 of the Government of the Republic of Kazakhstan "About approval of the fixed tariffs"

dated from 12 of June 2014 the price, the fixed price for wind energy equals 22.86 Kazakhstan Tenge per 1 kWh with indexation by inflation [7]. Moreover, electricity generation of designed wind farm equals 70.73 GWh per year. Total revenue and cost are filled in the next table.

Table 13 – Revenue and costs

Yeas	Revenue, mln dollars	Costs, mln dollars
1	5.90	1.2
2	6.19	1.27
3	6.50	1.32
4	6.83	1.37
5	7.17	1.42
6	7.53	1.73
7	7.91	1.80
8	8.30	1.87
9	8.72	1.95
10	9.15	2.02
11	9.61	2.11
12	10.09	2.19
13	10.60	2.28
14	11.12	2.37
15	11.68	2.46
16	12.27	2.56
17	12.88	2.66
18	13.52	2.77
19	14.20	2.88
20	14.91	3.00

### ***Depreciation***

As it was found out before, declining depreciation is used in Kazakhstan.

So, according to information taken from the Tax Code of the Republic of Kazakhstan, depreciation rate for this project’s investments will equal 25%. Then, by following equation it can be calculated each depreciated year.

$$D=(INV-Accumulated\ Depreciation)\cdot Depreciation\ Rate$$

Equation 11

All necessary data is filled out in the following table.

Table 12 – Depreciation

Year	Depreciation, mln dollar	Balance, mln dollar	Year	Depreciation, mln dollar	Balance, mln dollar
1	9.03	27.09	11	0.51	1.53
2	6.77	20.32	12	0.38	1.14
3	5.08	15.24	13	0.29	0.86
4	3.81	11.43	14	0.21	0.64
5	2.86	8.57	15	0.16	0.48
6	2.14	6.43	16	0.12	0.36
7	1.61	4.82	17	0.09	0.27
8	1.21	3.62	18	0.07	0.20
9	0.90	2.71	19	0.05	0.15
10	0.68	2.03	20	0.15	0

### *Discount rate*

Main types, features of discounting was investigated in previous chapters. However, meaning is the same – even if it is the best formula for calculation, it does not have any sense without risks consideration. And this is the main problem in this case.

Firstly, because of specific working sector. As it was described in the beginning of the work, renewables have the lowest shares in total power balance. Renewables is an extremely developing sector, according to the chapters above, but, they are still not fully developed in Kazakhstan, particularly. It means, that only a few amount of companies or specialists know what exactly must be considered as a potential risk, as a technology risks. Moreover, specific sector demands specific workers. According to UNDP experts, that there’s lack of good specialists in renewable energy sector in Kazakhstan, which can influence the project [3].

Secondly, economic situation in Kazakhstan. In spite of The World Bank in recent “Doing Business” report placed Kazakhstan 35<sup>th</sup> place of 190 countries [57], which is a great achievement. However, many experts believe, there’s some barriers, that investors can meet. One of them is corruption. Nowadays, Kazakhstan is the 131<sup>st</sup> country in world’s corruption ranking, according to Transparency International [58].

Finally, there were more problems, most of them are already solved with the government help, as it was reported by UNDP specialists [3].

IEA experts investigated Kazakhstan’s power market and pointed out, that discount rate is ranged between 7% and 10%, according to recent report [59]. Moreover, discount rate of one of the finished projects in Kazakhstan was settled at the value 11.5% [31]. Based on this, it was considered to use the rate, which was “really” used and worked, and finally, considered discount rate is 11.8%.

### ***Exchange rate***

It is clear, that all prices are given in the U.S dollars, but Kazakhstan power market works in national currency – Kazakhstani Tenge (KZT). So, the official exchange rate is 317.1 Kazakhstani Tenge per 1 U.S. Dollar (for early March 2017) and in falling down from January 2016 [60]. But, the forecast provided by Trading Economics experts, up to 350 KZT per 1 USD is expected in 2020 [61].

### ***Results***

As it was mentioned above, for the basic option, or realistic scenario, several financing types were adopted. They are:

- 1) More debt financing (20% own funds, 80% bank debt);
- 2) More own financing (80% own funds, 20% bank debt);

3) Equal financing (50% own funds, 50% bank debt).

Finally, by summing all assumptions and the information gained during the work the following figures are present cash flows of this project.

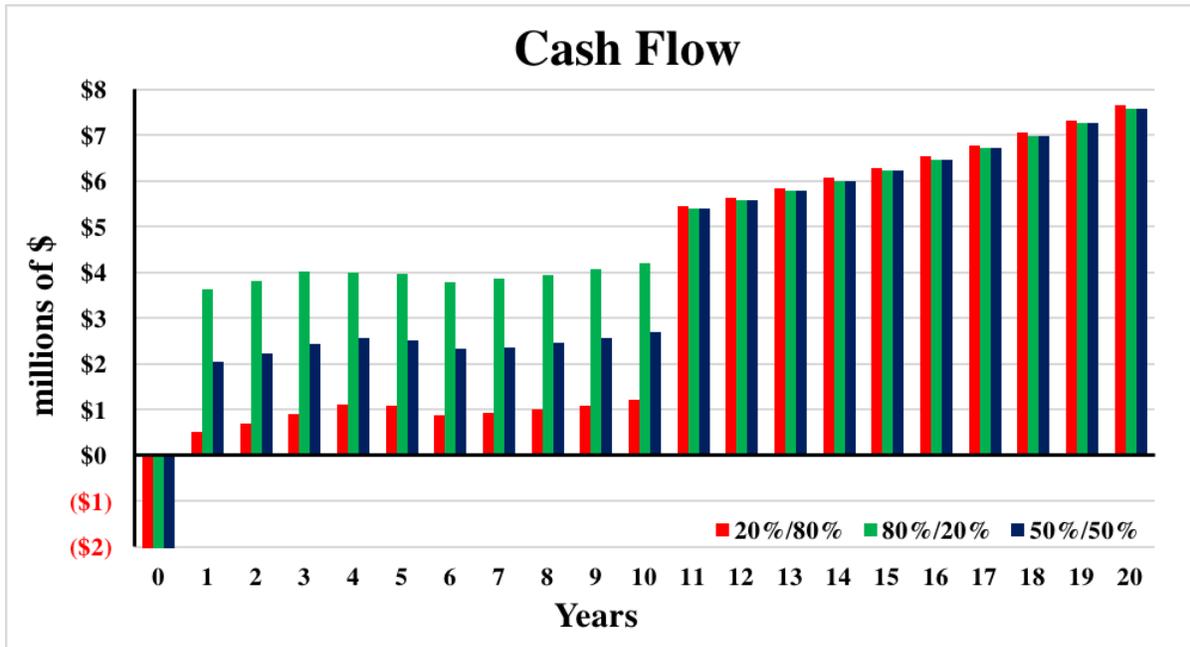


Figure 54 – Cash flow

First of all, it must be noted, debt financed case has lower amount of investments and they are: 7.224 mln \$ in 20%/80% case (debt financed case), 18.06 mln \$ in 50%/50% (equal amounts case) and 28.9 mln \$ in 80%/20% (own money case). As it can be seen, all three cash flow have huge amount of investments in the beginning, and it is logical that the option with more own funds financing has more investments in the beginning. However, during the years' cash flows are positive. It is clear, that project with more debt financing has lower cash flow, because of the bank debt payment, nevertheless, it rises extremely after 10 years, when the bank debt will be fully paid. Moreover, slight fluctuations over the years caused by privileges and other applied benefits.

The graph below shows cumulative cash flow.

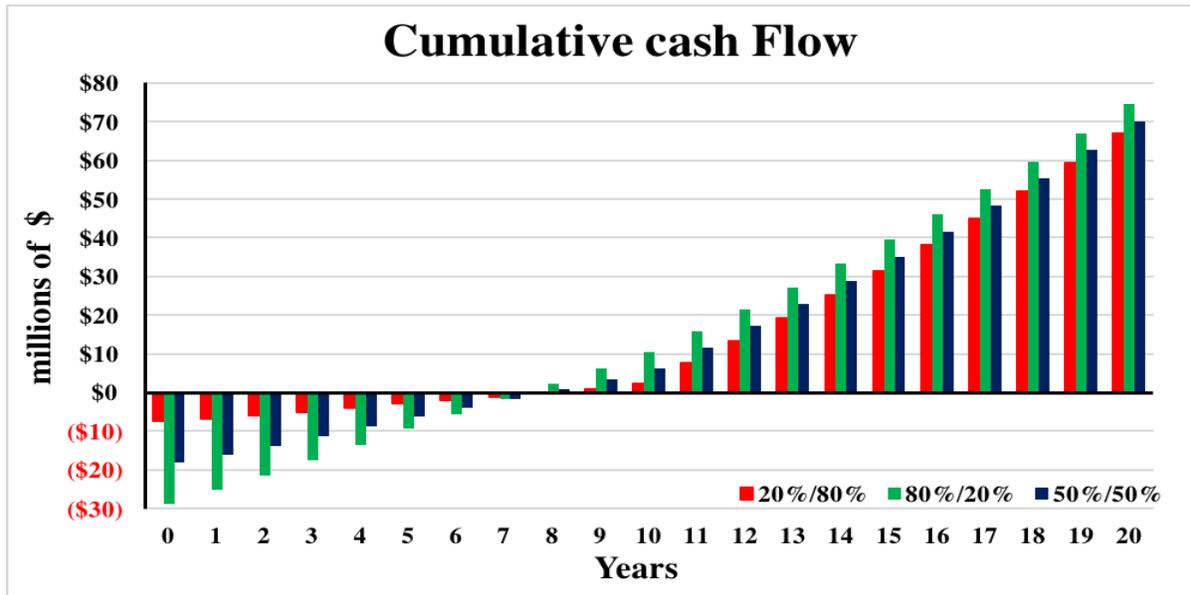


Figure 55 – Cumulative cash flow

Analogically, cumulative cash flow illustrates lower cash flows in the first years with own financing and it is starting to be positive quickly, while debt financed project has higher cash flow, but with slightly rising factor. Moreover, debt financed project has lower cash flow in the end of project, than own financed.

All cash flows for realistic scenario are presented in the Appendix B.

Further, main financial rates which describes effectiveness of the projects filled in the following tables.

Table 14 – Financial rates of realistic scenario

Name	20%/80%	80%/20%	50%/50%
NPV, mln \$	9.531	4.89	7.05
IRR, %	20.88%	14,05%	16.06%
DPB, years	10.86	12,42	11.7
LCOE, \$/kWh	0.065	0.075	0.07

As could be seen, in realistic expectation all project option has Net Present Value over 0, and debt financed option is most profitable with NPV slightly over 9.5 million USD and Internal Rate of Return = 20.88%. It should be pointed, that discount rate was assumed as 12%, meaning, all IRR values are over discount rate. Discounted payback period is slightly less than 11 years, which is also could be considered as a good point. Moreover, levelised cost of electricity is in a range between 0.05 – 0.12 \$/kWh, according to IRENA [54].

#### 4.2.2 Pessimistic scenario

Regarding the previous assumptions, there was decided, pessimistic scenario is a variant with no benefits, meaning, there is no permissions, privileges and any other benefits. Also, pessimistic scenario concerns fully own funding, in other words there's no external financing. However, revenue and costs are at expected value.

By summing all gained data cash flow are represented in next figures.

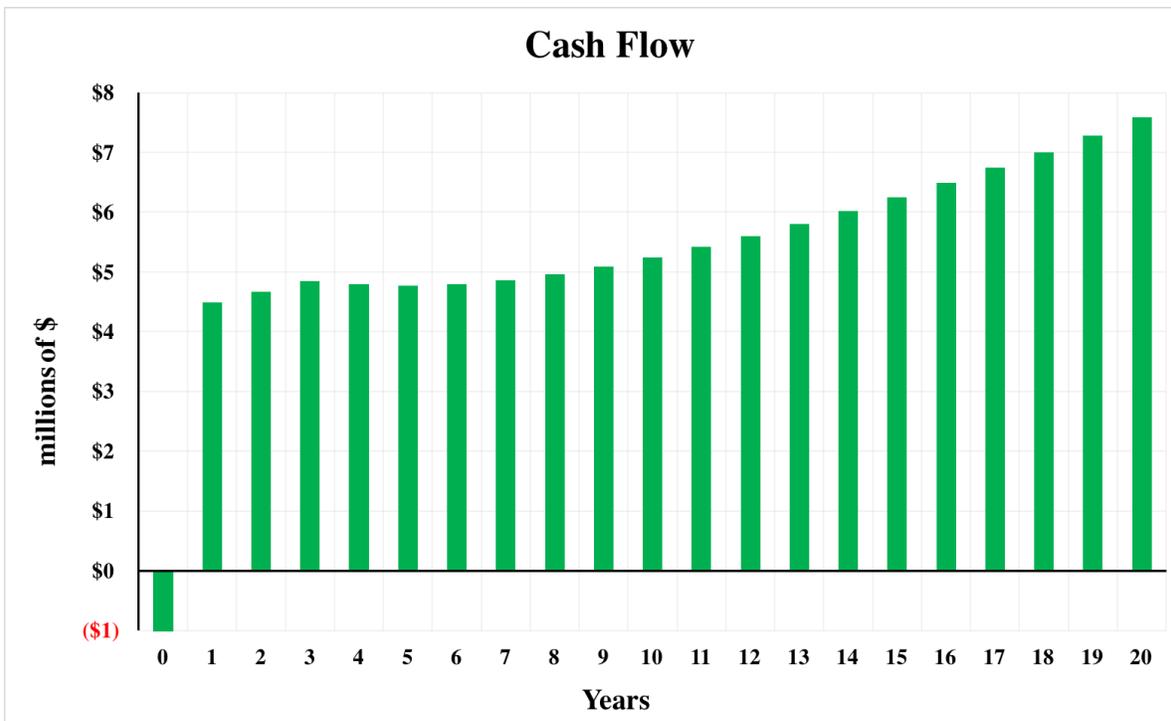


Figure 57 – Pessimistic scenario's cash flows

As it can be seen, there is slightly different picture from realistic scenario. It is a huge amount of investments and each year positive cash flows.

And cumulative cash flow in the following figure.

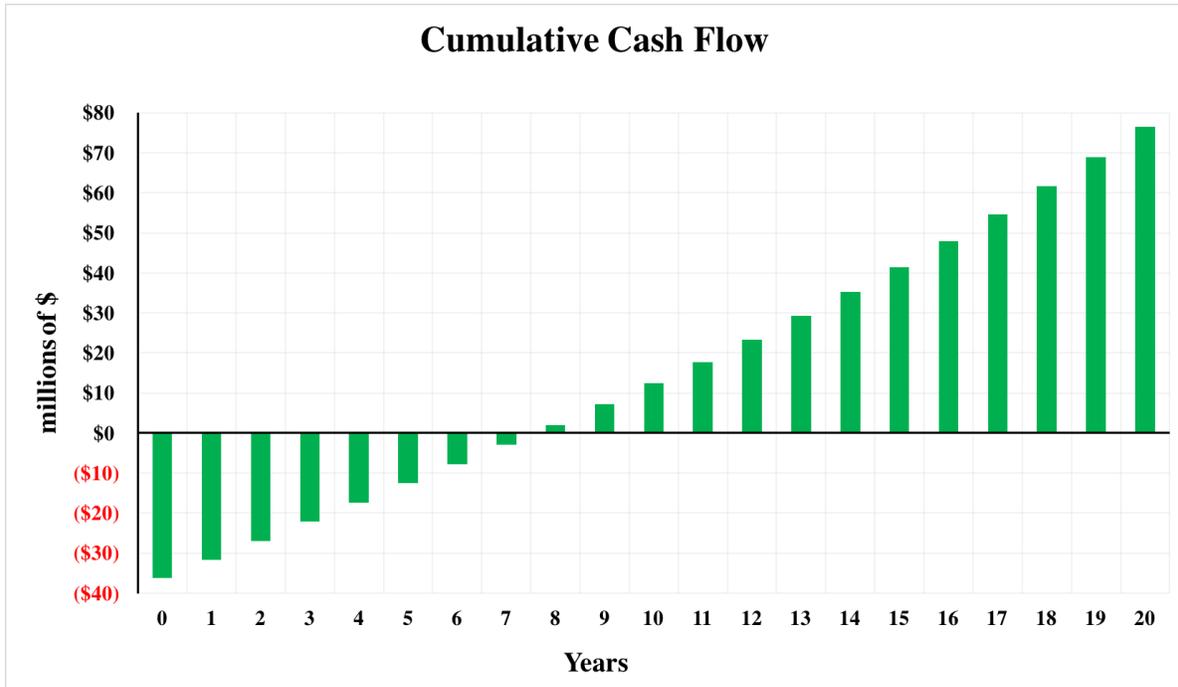


Figure 58 – Pessimistic scenario's cumulative cash flows

The figure above brings the point, that cumulative cash flow is positive in 8<sup>th</sup> year. Further, main financial ratios in the next table.

Table 15 – Financial rates of pessimistic scenario

Name	Pessimistic scenario
NPV, mln \$	2.8
IRR, %	12.9%
DPB, years	13.46
LCOE, \$/kWh	0.079

Thus, according to the figures and tables described above it could be concluded, project will see NPV = slightly less 3 million U.S. dollars and Internal

Rate of Return is also a bit higher than estimated discount rate – 12.9% > 12%. Even if pessimistic expectations are much lower than in realistic, they are positive and profitable, moreover, LCOE is still in pointed range.

### 4.2.3 Optimistic scenario

In this case, all benefits receiving, all types of financing and all privileges are expected. For example, government grant for customs costs, tax holidays, privileges for land renting and etc. In other word, positive things are at high level and negative – at low. Moreover, electricity production and costs are at estimated values.

In the same was done in previous chapters, all assumptions are taken into account. Next figures show cash flows of this way of project.

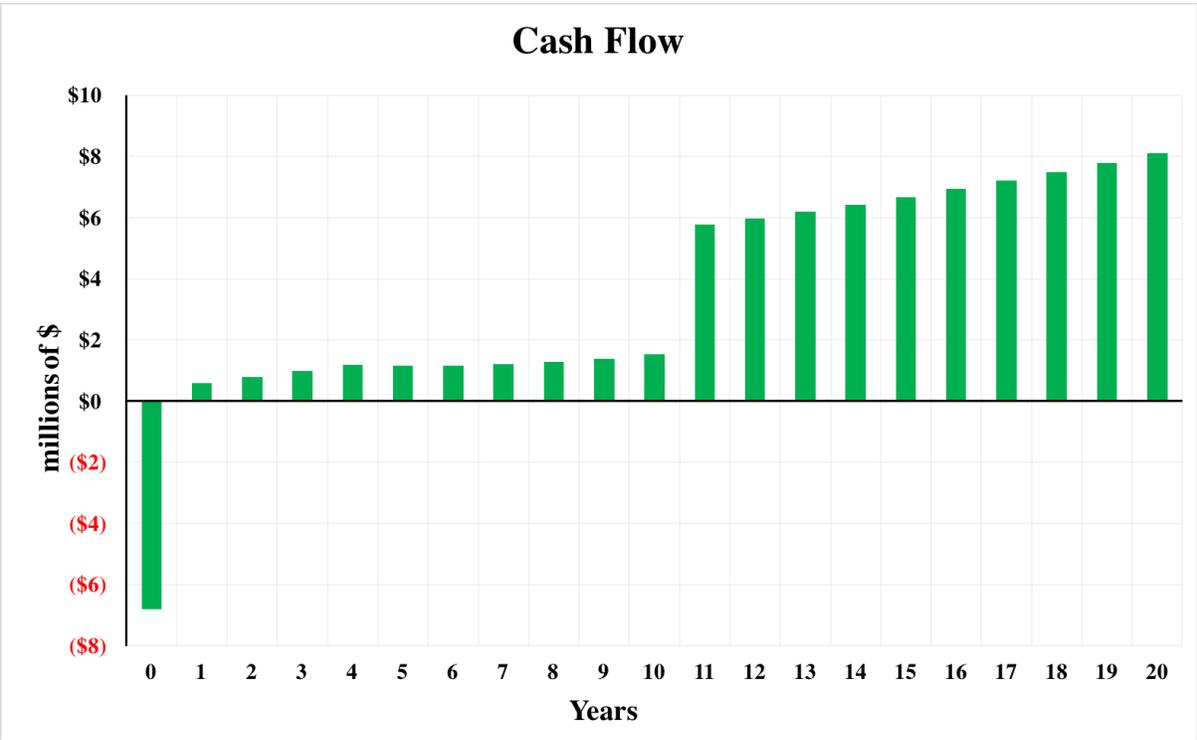


Figure 59 – Optimistic scenario's cash flows

The figure above illustrates another point of view how cash flow will be going on. There's a difference in investments, they are lower than in any case, after ten-year cash flow rises rapidly.

And cumulative cash flow in the following figure.

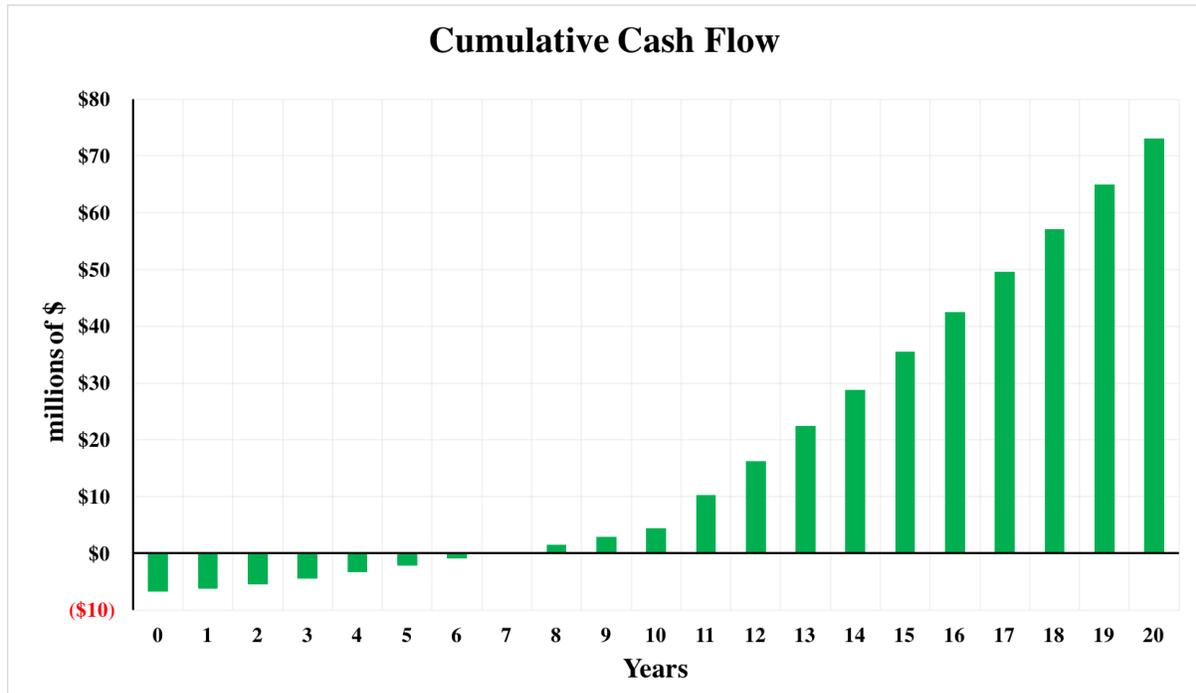


Figure 60 – Optimistic scenario's cumulative cash flows

The figure above shows, that cumulative cash flow is positive in eight years.

Further, main financial ratios are in the next table.

Table 17 – Financial rates of optimistic scenario

Name	Optimistic scenario
NPV, mln \$	11.54
IRR, %	23.04%
DPB, years	10.07
LCOE, \$/kWh	0.06

Thus, the figures and tables described above illustrates, that project will see NPV slightly above 11.5 million U.S. dollars and Internal Rate of Return is higher than estimated discount rate –  $23.04\% > 12\%$ . Discounted payback period is 10 years

and LCOE is in a bottom line of the range, which is considered as a good achievement.