


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

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И. В. Коваленко


« 5 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Проект ветроэлектростанции морского базирования

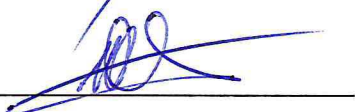
Руководитель



проф., канд. техн. наук

Тремясов В. А.

Выпускник



Мацюк Д. А.

Красноярск 2017

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

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

И. В. Коваленко

«15» 12 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Мацюк Дмитрию Андреевичу
Группа ФЭ13-036 Направление 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника,
профиль Электрические станции
Тема выпускной квалификационной работы
«Проект ветроэлектростанции морского базирования»

Утверждена приказом по университету от 16.12.2016 г. № 17238/с

Руководитель ВКР В. А. Тремясов
канд.техн.наук, профессор кафедры "ЭСиЭЭС"

Исходные данные для ВКР: Мощность – 60 МВт, местоположение – окрестности
г. Балтийска Калининградской области, связь с энергосистемой на напряжении 10
кВ.

Перечень разделов ВКР: 1) Морская ветроэнергетика, 2) Разработка схемы под-
ключения ВЭС к энергосистеме, 3) Расчет электрической части, 4) Расчёт токов
КЗ, 5) Проверка оборудования на токи КЗ, 6) Расчёт молниезащиты, 7) Экономиче-
ская часть проекта

Перечень графического материала: 1) Электрическая схема ВЭУ, 2)Схема соеди-
нения ВЭС с подстанцией, 3)Чертеж ВЭУ и гондолы, 4) Схема расположения ВЭС
в Балтийском море.

Руководитель ВКР

Тремясов В. А.

Задание принял к исполнению

Мацюк Д.А.

«_10_» ___12___ 2016 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект ветроэлектростанции морского базирования» содержит 51 страниц текстового документа, 10 таблиц, 56 формул, 18 использованных источников, 4 листа графического материала.


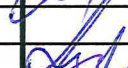
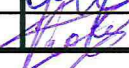

ВЕТРОГЕНЕРАТОРЫ, ОБОРУДОВАНИЕ, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, МОЛНИЕЗАЩИТА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВО, СТОИМОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Объект проектирования – Солнечная сетевая электростанция 5 МВт

Задачи:

- проектирование электрической части;
- выбор основного электротехнического оборудования;
- разработка схемы подключения ВЭС к энергосистеме;
- выбор электрических аппаратов и проводников;
- проектирование молниезащиты;
- оценка потребности в капиталовложениях;

В итоге была спроектирована ветроэлектростанция морского базирования мощностью 60 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям.

					СФУ ПИ БР-13.03.02 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПРОЕКТ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОРСКОГО БАЗИРОВАНИЯ		
Разраб.	Мацюк Д. А.			15.06.17			
Провер.	Тремясов В. А.						
Н. Контр.	Тремясов В. А.						
Утверд.	Коваленко И. В.						
					Лит.	Лист	Листов
						2	51
					Кафедра «ЭСиЭЭС»		

Содержание

	Введение.....	5
	1 Морская ветроэнергетика.....	6
	1.1 Конструкции морских ВЭС.....	6
	1.2 Ветрогенераторы.....	7
	1.3 Конструкции фундаментов.....	11
	1.4 ВЭС в районе г.Балтийска Калининградской области.....	15
	1.4.1 Ветрогенераторы “Vestas”.....	15
	2 Разработка схемы подключения ВЭС к энергосистеме.....	17
	2.1 Расположение ветрогенераторов в море.....	17
	2.2 Выбор схемы подключения ВЭС к ЭЭС.....	18
	2.3 Выбор кабельных линий 10 кВ.....	19
	2.3.1 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ.....	19
	2.3.2 Выбор длины кабельных линий 10 кВ.....	21
	3 Электрическая часть ВЭС.....	22
	3.1 Электрическая схема и предварительный выбор оборудования.....	22
	3.2 Выбор трансформаторов.....	24
	3.3 Выбор кабеля.....	24
	3.4 Эквивалентная схема замещения.....	25
	4 Расчет параметров элементов схемы замещения.....	26
	4.1 Сетевой источник.....	26
	4.2 Параметры трансформатора.....	27
	4.3 Параметры автоматические выключатели.....	27
	4.4 Параметры ветрогенератора.....	28
	4.5 Параметры кабелей.....	28
	5 Расчет тока короткого замыкания в точке К1.....	28
	6 Расчет тока трехфазного короткого замыкания в точке К2.....	32
	7 Выбор и проверка основного оборудования на токи короткого замыкания.....	35
	7.1 Проверка автоматических выключателей на действие токов короткого замыкания.....	35
	7.1.1 Проверка автоматического выключателя типа ВА50-45ПРО(ПРОТОН 40).....	36
	7.2 Проверка рубильников на действие токов короткого замыкания.....	37
	7.2.1 Проверка рубильников типа Р2715.....	38
	7.3 Проверка трансформатора тока на действие тока короткого замыкания.....	38
	8 Расчет молниезащиты ВЭУ.....	39
	9 Экономическая часть.....	41
	9.1 Капиталовложения в строительство морского ветропарка.....	42
	9.2 Стоимость эксплуатации и технического обслуживания.....	43

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

3

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

зам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Из	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
----	-----	----------	--------	-----

Перв. примен.	Заключение.....				45
	Список использованных источников.....				46
	Приложение А Электрическая схема ВЭУ.....				48
	Приложение Б Схема соединения ВЭС с подстанцией.....				49
	Приложение В Чертеж ВЭУ.....				50
Приложение Г Схема расположения ВЭС в Балтийском море.....				51	
Справ. №					
Инв. № подл.					
Подпись и дата					
зам. инв. №					
Инв. № дубл.					
Подпись и дата					
БР-13.03.02-071202507 ПЗ					Лист
Из	Лис	№ докум.	Подпис	Дат	4

Перв. примен.	<h1 style="text-align: center;">1. Морская ветроэнергетика</h1> <p>Оффшорные ветротурбины имеют огромный потенциал. В долгосрочной перспективе (до 2030 года) морские ветропарки в Германии должны покрывать до 15% потребности страны в электроэнергии. В соответствии с планами немецкого правительства их установленная мощность должна составить до 25000 МВт. Практически все изготовители турбин в настоящее время заняты разработкой и производством новых, более крупных и, следовательно, более рентабельных оффшорных ветроустановок нового поколения мощностью до 6 МВт каждая. Использование морской ветроэнергетики является важной составляющей общемировых усилий по замедлению процесса изменения климата.[2]</p> <p>К отрицательным факторам оффшорной ветроэнергетики относятся высокие капитальные вложения, затрудненная доступность и высокие затраты на техобслуживание и текущий ремонт. Кроме того, окружающие условия на море более суровы, а именно значительное корродирование от воздействия соленой воды и дополнительные нагрузки от волн и льда. И несомненно, что строительство в открытом море имеет большие сложности.</p> <p>Несмотря на трудности развертывания ВЭС в открытом море, этот подход содержит в себе большие перспективы для увеличения выработки электроэнергии с использованием ветродвигателей. В Европе и в восточных районах США величина располагаемого для развертывания ветродвигателей пространства в несколько раз больше, чем для наземных двигателей. Значительная часть будущего прироста установленной мощности ВЭУ в Европе будет, по всей вероятности, происходить на море.</p> <h2 style="text-align: center;">1.1 Конструкции морских ВЭС</h2> <p>Оффшорные ветротурбины обладают по сравнению с наземными рядом преимуществ. Размер наземных ветродвигателей ограничивается пределами функциональных возможностей имеющегося в распоряжении транспортного и строительного оборудования. Проблемы транспортировки и строительства смягчаются в открытом море, где размер и грузоподъемность морского корабельного погрузочно-разгрузочного оборудования все еще превосходят требования, предъявляемые для установки мегаваттных ВЭУ. На суше зрительное впечатление от крупных ветродвигателей населенных районах может быть отрицательным. На значительном удалении от берега обременение зрительного восприятия снижается до минимума, и ветродвигатели могут быть крупнее, обеспечивая, таким образом, увеличение суммарной установленной мощности на единицу площади.[3] В открытом море требуется меньше затрат на снижение излучения ветротурбиного шума, борьба с которым увеличивает стоимость наземных ВЭУ. Кроме того, на море ветры</p>				
Справ. №					
Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ Лист 6

Перв. примен.	<p>имеют тенденцию дуть сильнее и с большим постоянством. Поэтому объем выработки электроэнергии там примерно на 40% выше, чем на суше. Более сильный ветер так же означает меньший износ компонентов ветродвигателя.</p> <p>На оффшорной подстанции повышается напряжение системы, и по заглубленному подводному кабелю энергия передается на берег, где другая подстанция обеспечивает дальнейшее увеличение напряжения для передачи к потребителям электроэнергии.</p> <p>Возрастающая сложность строительства и эксплуатации ВЭУ в открытом море начала привносить более интенсивные режимы управления, заимствованные от судостроительной промышленности и промышленности морских сооружений. Морские конструкции установок должны быть крупнее в том, что касается как размера двигателя, так и масштаба конструкции с тем, чтобы возместить дополнительные затраты на поддерживающие двигатель конструкции на морском дне и систему кабелей. Кроме того, динамику конструкции ветродвигателя и ее усталостные нагрузки для морских условий рассчитать значительно труднее. Все эти сложности добавляют неопределенность и увеличивают затраты, которые должны быть уменьшены за счет поддержки государства.</p> <p>Ряд вариантов конструкции ВЭУ с ограниченным использованием на суше может обеспечить возможность снижения затрат на оффшорные конструкции. Исследования показали, что высокие окружные скорости концов лопастей и уменьшенные их хорды могут снизить нагрузку на всю конструкцию ветродвигателя и сократить затраты. Применение таких конструкций на суше ограничено вследствие издаваемого ими шума, а установки в открытом море обычно свободны от таких ограничений. Согласно результатам исследований, проведенных по программе «WindPact» [4], эти усовершенствования могут снизить стоимость выработки электроэнергии на величину вплоть до 15%. Путем модификации конструкции с высокими окружными скоростями концов лопастей можно дополнительно снизить затраты.</p>															
Справ. №																
Подпись и дата																
Инв. № дубл.																
Взам. инв. №																
Подпись и дата	<p>1.2 Ветрогенераторы</p> <p>Ветровые генераторы с горизонтальной осью вращения позволяют использовать большую часть ветряной энергии. Из-за высокой эффективности ветровых генераторов с горизонтальной осью вращения по сравнению с другими моделями, на сегодняшний день такие ветровые генераторы занимают 85% рынка ветровых генераторов в мире.</p> <p>Современные оффшорные ВЭС располагаются на воде очень малой глубины – от 5 до 12 м. Производители ветротурбин использовали конструкции стандартных наземных турбин, модернизировали их электрические системы управления и системы борьбы с коррозией для приспособления к мор-</p>															
Инв. № подл.	<table border="1" data-bbox="159 1971 686 2089"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p style="text-align: right; margin-right: 50px;">БР-13.03.02-071202507 ПЗ</p> <table border="1" data-bbox="1436 1971 1532 2089"> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">7</td> </tr> </table>				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						Лист	7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата												
Лист																
7																

Перв. примен.
Справ. №

ским условиям и установили их на бетонные основания (стальные монолитные сваи) для якорного крепления к морскому дну.[3]

Основные элементы ветровых генераторов пропеллерного типа:

- Ветровое колесо;
- Редуктор ветрового генератора;
- Приводной вал ветрового генератора;
- Рабочая машина ветрового генератора;
- Тормозная система ветрового генератора;
- Электрическое оборудование;
- Нагревательные системы и системы против обледенения.

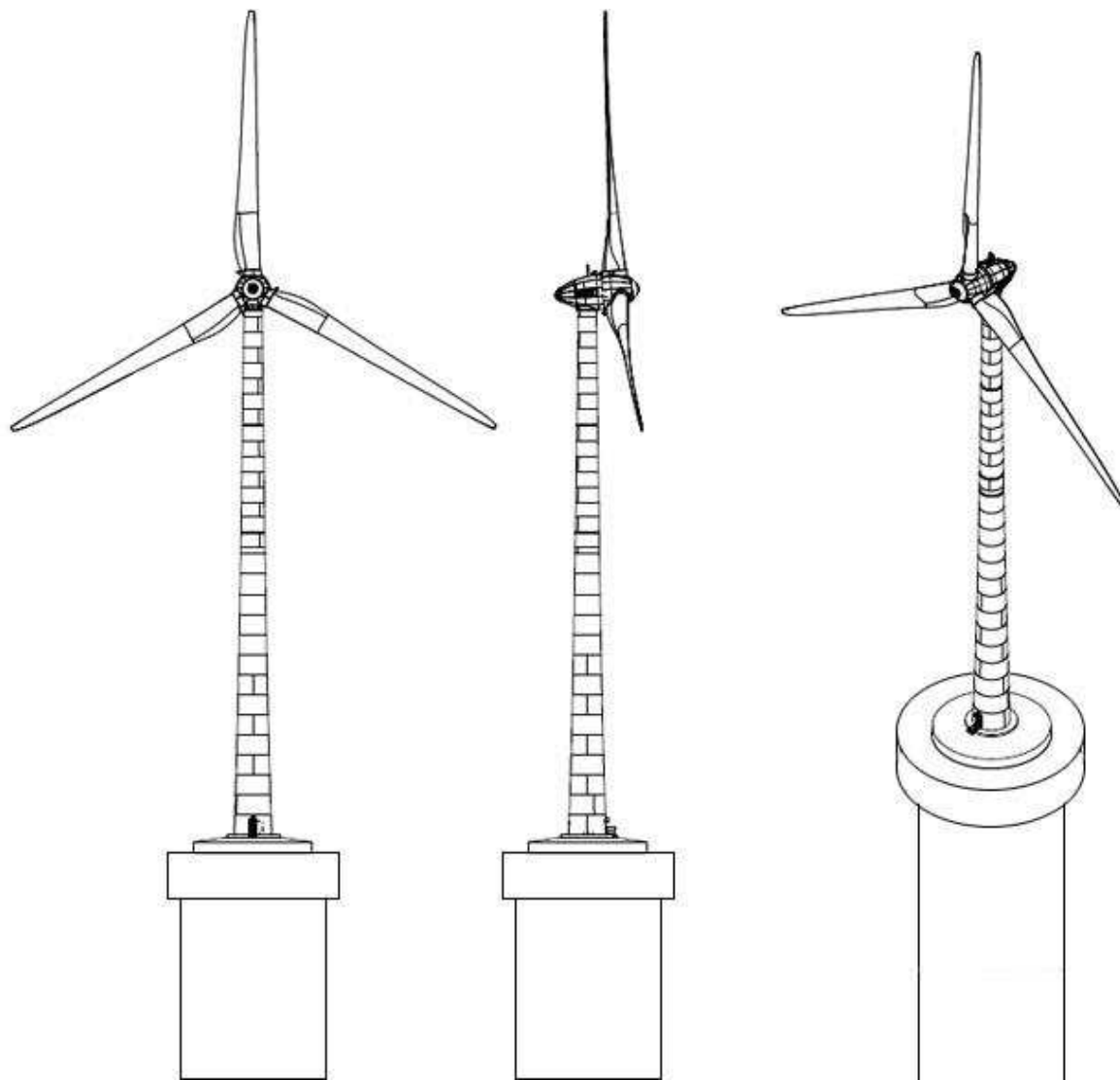


Рисунок 1.2.1 – Оффшорный ветрогенератор с горизонтальной осью вращения

Ветровое колесо генератора состоит из 2 или 3 лопастей. Лопасти ветрового колеса крепятся на валу ступицы и служат для преобразования им-

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.
Справ. №

пульса или скоростного напора ветра, набегающего на ветровое колесо ветрового потока во вращательный момент вала ветрового генератора.



Рисунок 1.2.2 – Основные элементы в гондоле ветровой турбины

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

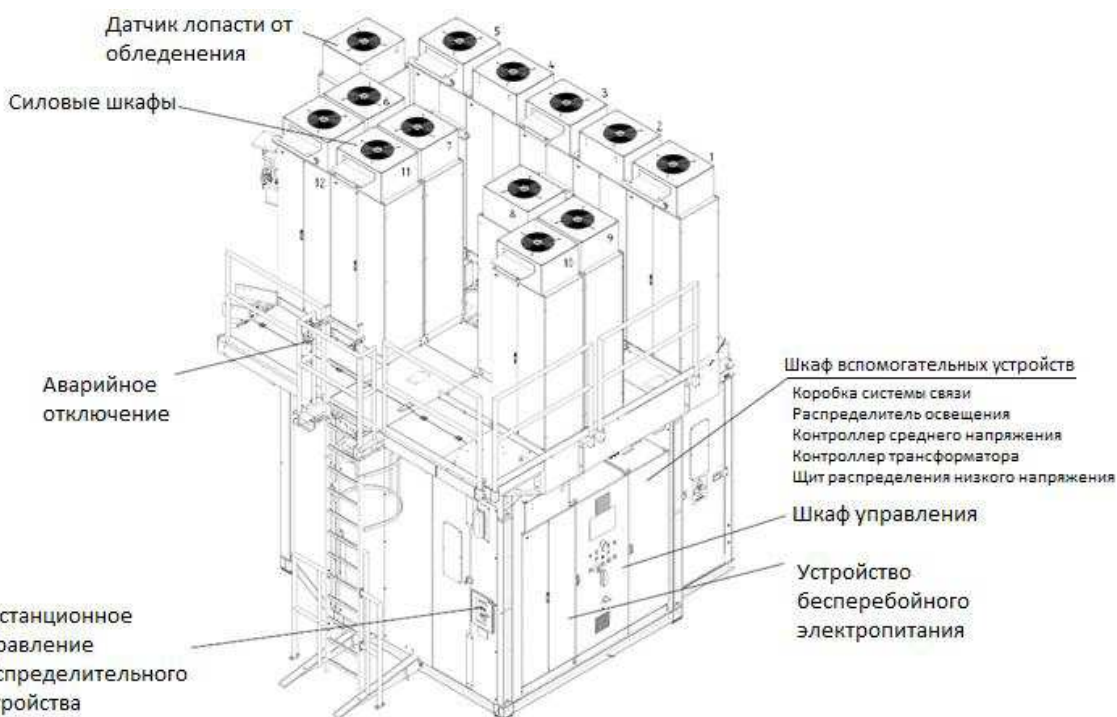


Рисунок 1.2.3 – Основной модуль управления ветровым генератором

Основной модуль управления ветровой турбиной расположен в башне турбины. Модуль включает в себя шкаф дистанционного управления сило-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

вых шкафов, датчиков от обледенения лопастей, шкаф управления, коробку системы связи, контроллер напряжения, контроллер трансформатора.

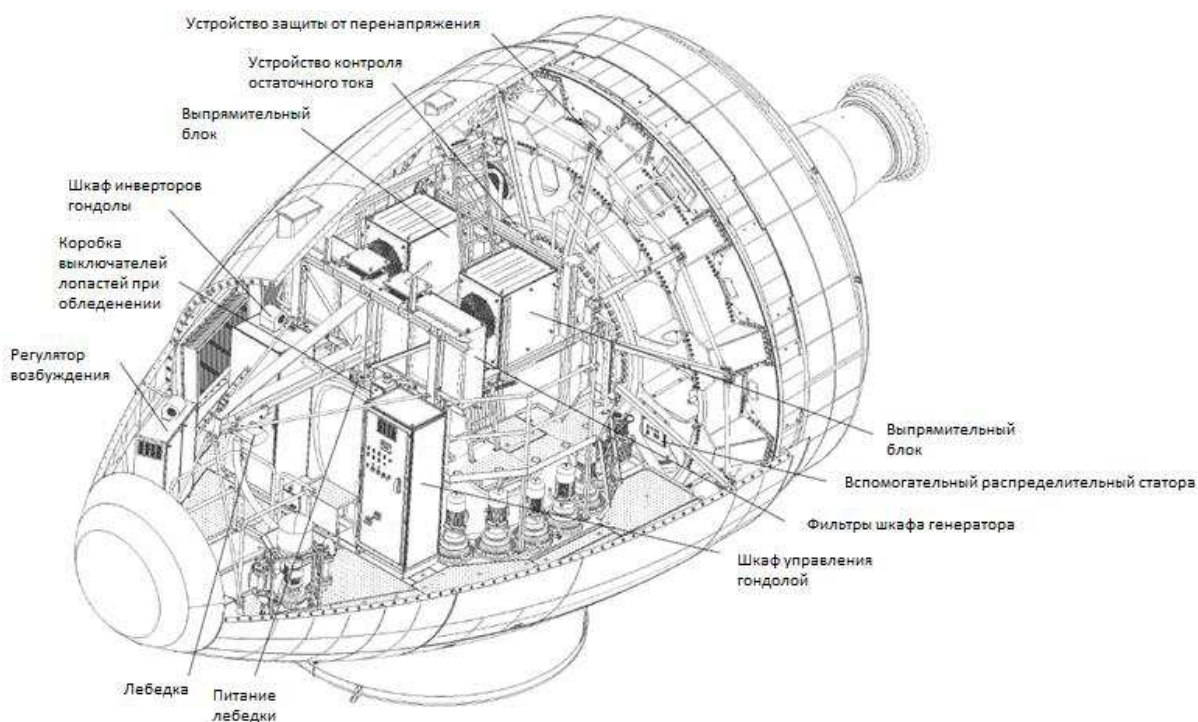


Рисунок 1.2.4 – Гондола ветротурбины

Гондола ветрогенератора расположена на самой верхней части ветроустановки, и является основной частью всей установки, так как к ней крепятся сами лопасти, так и в ней находятся генератор, редуктор, и остальные важнейшие части. Основной вал ветроколеса соединяется с редуктором, редуктор подает момент вращения на генератор. В гондоле расположен шкаф управления гондолой, шкаф инверторов, регулятор возбуждения, выпрямительный блок, устройство контроля остаточного тока, устройство защиты от перенапряжения. При сильном обледенении лопастей куски льда могут разлетаться по сторонам, что может привести к опасности находящимся неподалеку предметам или живым существам. Для того чтобы предотвратить разлет кусков льда, ветрогенератор отключают на некоторое время при помощи выключателей лопастей при обледенении.

Перв. примен.				
	Справ. №			
Подпись и дата				
	Инв. № дубл.			
Подпись и дата				
	Взам. инв. №			
Инв. № подл.				
	Изм.			
Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
				10

Перв. примен.

Справ. №

Датчики
вспомогательного
распределительного
ротора

Токосъемник

Конденсаторный
блок ротора

Мотор регулирования
лопастей

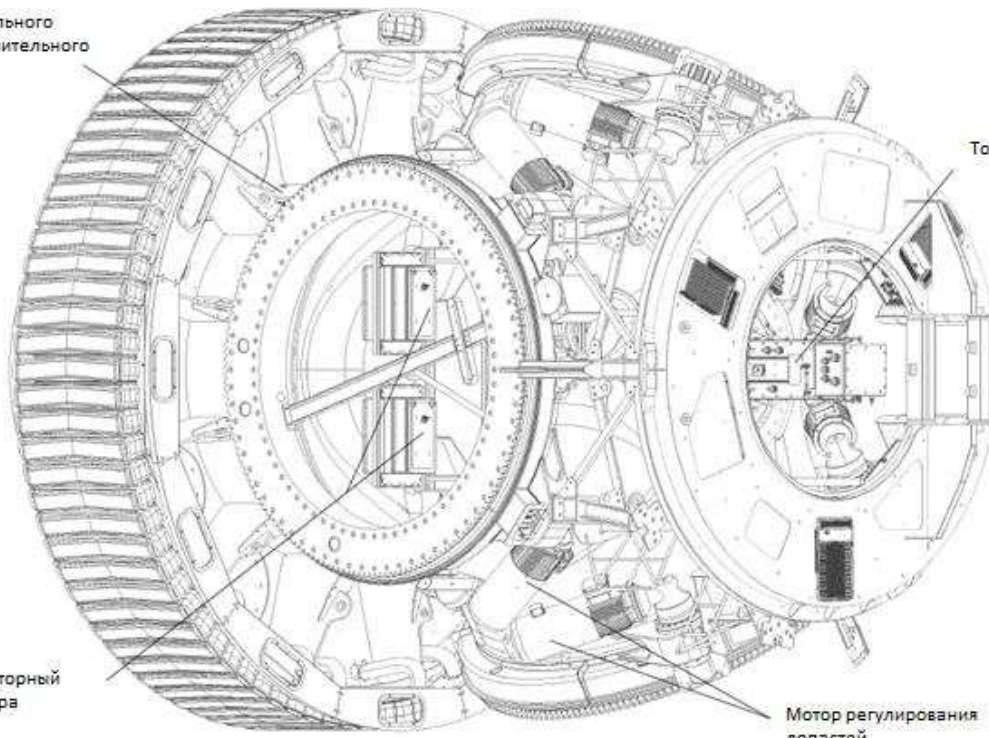


Рисунок 1.2.5 – Монтажное гнездо ветроколеса

Монтажное гнездо предназначена для закрепления на ней лопастей. При монтаже всей конструкции ветроустановки, после установки башни турбины, на верхней части к гондоле прикрепляют монтажное гнездо, оно и является втулкой, сердцевинной ветроколеса. Лопастя собираются на земле и потом при помощи подъемного крана поднимаются вверх и крепятся на монтажное гнездо при помощи болтов. В монтажном гнезде находится мотор регулирования лопастей, которое регулирует поворот лопастей. Так же в ней находятся датчики контроля лопастей от обледенения.

Ветровые агрегаты с расположением оси вращения в горизонтальном положении в мировой ветроэнергетике применяются больше остальных. Сколько сравнений делалось с вертикальными установками, во многом из них делались заключения, что ветровые установки с вертикальной осью вращения эффективные, но, несмотря на это, используя мегаваттные установки с горизонтальной осью вращения, можно получать больше электрической энергии и покрывать потребности в электроэнергии.

1.3. Конструкции фундаментов

Фундамент – часть опорной конструкции ВЭУ, которая сообщает морскому дну нагрузки, воспринимаемые всей конструкцией.

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

11

Перв. примен.	<p>Фундаменты установок морского и сухопутного базирования значительно отличаются друг от друга в техническом и экономическом плане. Фундаменты для установок на шельфе могут состоять из бетона, стальных свай и многоопорных конструкций. Опыт эксплуатации нефтяных платформ показывает, что коррозия в открытом море не является главной проблемой и при электрической защите от коррозии такой фундамент может прослужить более 50 лет. На выбор типа фундамента влияет много факторов: глубина, течения, высота волны, воздействие льда и все они очень важны. При таком виде фундамента, как бетонный короб, установка фиксируется на морском дне весом</p> <p>самого фундамента (рис. 1.3.1, а). Этот метод позаимствован у строителей мостов. Погружной короб изготавливается в сухом доке из стали и бетона, транспортируется к месту установки и после погружения заполняется гравием и песком. Преимуществом таких бетонных коробов является большое сопротивление при подвижке льдов. К недостаткам следует отнести высокую стоимость при больших глубинах. Такие фундаменты опробованы только на мелководье (глубина меньше 10 м), на больших глубинах ее применение экономически нецелесообразно.[2]</p> <p>Следующий вид – это односвайные конструкции из стали, которые являются самым простым видом оснований на шельфе (рис. 1.3.1, б). Они состоят из стальной трубы, которая вбивается в морское дно. Этот метод особенно целесообразен для установок класса от 2-х до 3-х МВт при глубине около 20 метров и для класса от 3-х до 5-и МВт при глубине около 15 м. Они устанавливаются относительно просто и быстро с использованием копра для забивания свай. В процессе производства работ возникает сильный шум, который может нанести вред морским млекопитающим, например дельфинам и морским свиньям. Эта проблема может быть частично решена за счет уменьшения времени беспокойства животных и применения антишумовых мероприятий. При каменистом дне такие конструкции не находят применения.</p> <p>Также фундамент может быть в виде ферменной конструкции (рис. 1.3.1, в). Такие сооружения имеют решетчатую структуру, применяются на больших глубинах (более 20 м) и для ветрогенераторов с установленной мощностью менее 5 МВт. Этот метод применяется при сооружении буровых платформ. Башня ВЭУ связывается с рамной конструкцией, выполненной из труб, и распределяет нагрузку на несколько ног или на решетку, которые крепятся или к коробу, или к сваям. Для свайного закрепления может применяться меньшее сечение, чем при односвайном, что делает процесс забивания свай значительно проще.</p> <p>Существует, так называемый, баккет-фундамент (от англ. bucket – ведро) представляет собой стальной стакан, перевернутый вверх дном. Этот ста-</p>			
	Справ. №			
Подпись и дата				
	Инв. № дубл.			
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
БР-13.03.02-071202507 ПЗ				
Лист				
12				

кан устанавливается на морское дно, а потом из него откачивают воздух. Созданный вакуум втягивает стакан в морское дно. Баккет-фундамент используется только при однородных грунтах. Для его установки не требуется забивка свай. Поэтому такой метод более щадящий для окружающей среды. После окончания срока службы фундамент очень легко демонтируется с помощью подачи в стакан сжатого воздуха[2]

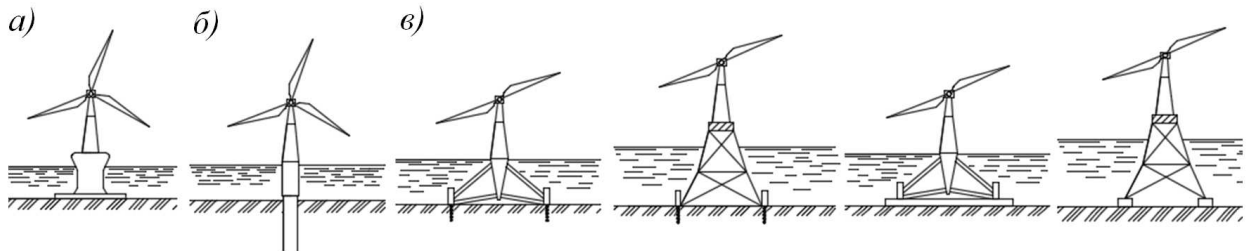


Рисунок 1.3.1 - Некоторые типы фундаментов под ВЭУ: а) бетонный короб; б) односвайное основание; в) основания в виде треног и ферменных конструкций

По мере того как будут разрабатываться мелководные места установки ВЭУ, оффшорная ветроэнергетика будет продвигаться на более глубокую воду, что потребует наличия иных конструкций для поддержки ветротурбин. Предполагается разработка более усложненного треного подводного или ферменного мачтового устройства для закрепления придонных систем. Прогресс в конструкции установок ветротурбин по мере увеличения глубины воды иллюстрируется на рис. 1.3.2

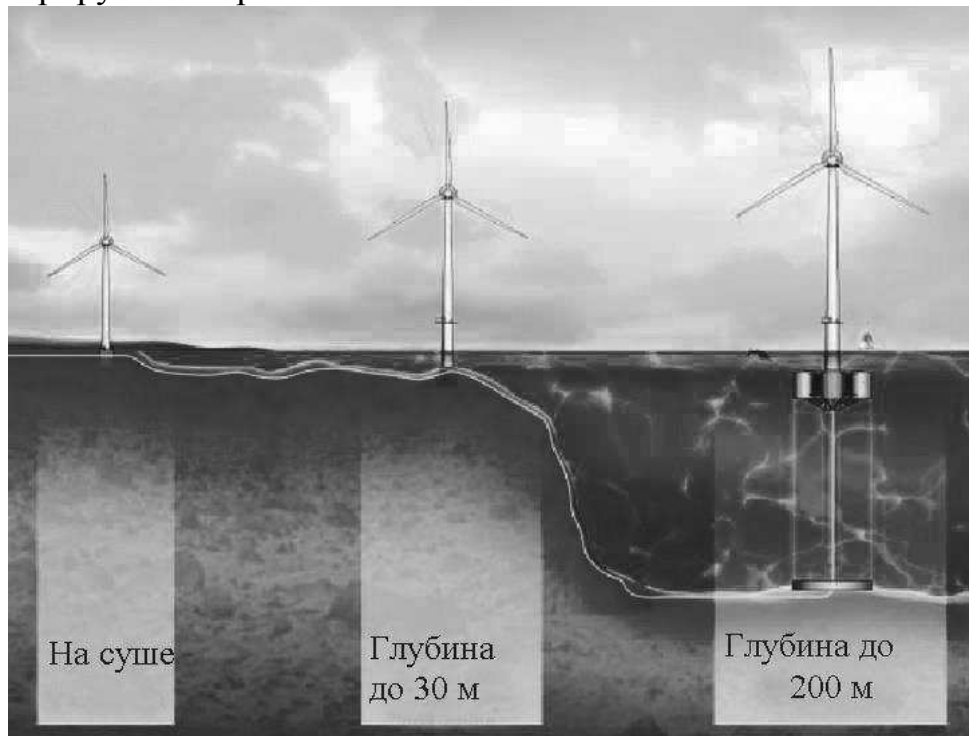


Рис. 1.3.2 – Прогресс в конструкции установок ветротурбин на глубине воды

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Перв. примен.	<p>Глубоководная технология потребует более широкой программы разработки плавучих платформ вследствие дополнительной сложности их динамики и других условий конструирования на более открытых и отдаленных от берега местах. В практике строительства широко применяется плавающие конструкции. При глубине более 50-ти метров тяжело создать сооружение, жестко закрепленное за грунт, и поэтому была предложена идея использования плавучих сооружений. Плавающий корпус закрепляется за дно с помощью тросов и якорных устройств. Плавучие конструкции уже успешно используются в судостроительной и морской нефтедобывающей промышленности, накоплен немалый опыт эксплуатации таких сооружений. При внедрении такой технологии в строительство морских ветропарков следует учитывать то обстоятельство, что на сооружение будут действовать значительно большие силы.</p> <p>По существу, плавучая конструкция заменит стальные монолитные сваи или бетонные основания. Дополнительные капитальные затраты на ВЭУ не будут существенно выше затрат на современные, приспособленные для морских условий, ветродвигатели на мелководье. Поэтому экономика глубоководных ВЭУ будет определяться главным образом дополнительными затратами на создание плавучей конструкции и системы распределения электроэнергии. Плавучая конструкция должна обеспечить достаточную по величине плавучесть для поддержки веса ветродвигателя и ограничения всех видов качки (бортовой, килевой и вертикальной), вызванной силами ветра и волн.</p> <p>Для установки ВЭУ на глубокой воде (рис. 1.3.3) ветродвигатель и башня будут такими же, как и для мелководья, но с надбавкой по затратам на 11 % выше по сравнению с затратами на наземный вариант из расчета необходимости приспособления к морским условиям. Главное различие в затратах на базирование ветродвигателей на глубокой воде и мелководье вызвано более высокими расходами на плавучую платформу и дополнительную прокладку кабелей для глубоководных участков моря. Системы с использованием устройств якорного крепления обладают преимуществом в способности погружения в воду значительной части конструкции для предельного уменьшения действия волн наряду с сохранением высокой устойчивости платформы. В одноколонной платформе с натяжным креплением применяется цилиндрическая цистерна плавучести с вертикально расположенной осью, как показано на рис. 1.3.3, а. Верхняя поверхность цистерны погружена на 15 м ниже среднего уровня воды.</p> <p>Трехплавковая конструкция платформы включает три цистерны плавучести диаметром 8 м и высотой 24 м, из которых 12 м погружены в воду. Цистерны расположены в вершинах равностороннего треугольника с интервалами 68 м. Они соединены стальными конструкционными балками и стяжками, а башня ВЭУ закреплена в центре (рис. 1.3.3, б).</p>				
Подпись и дата	Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	
					Изм.
БР-13.03.02-071202507 ПЗ					Лист
					14

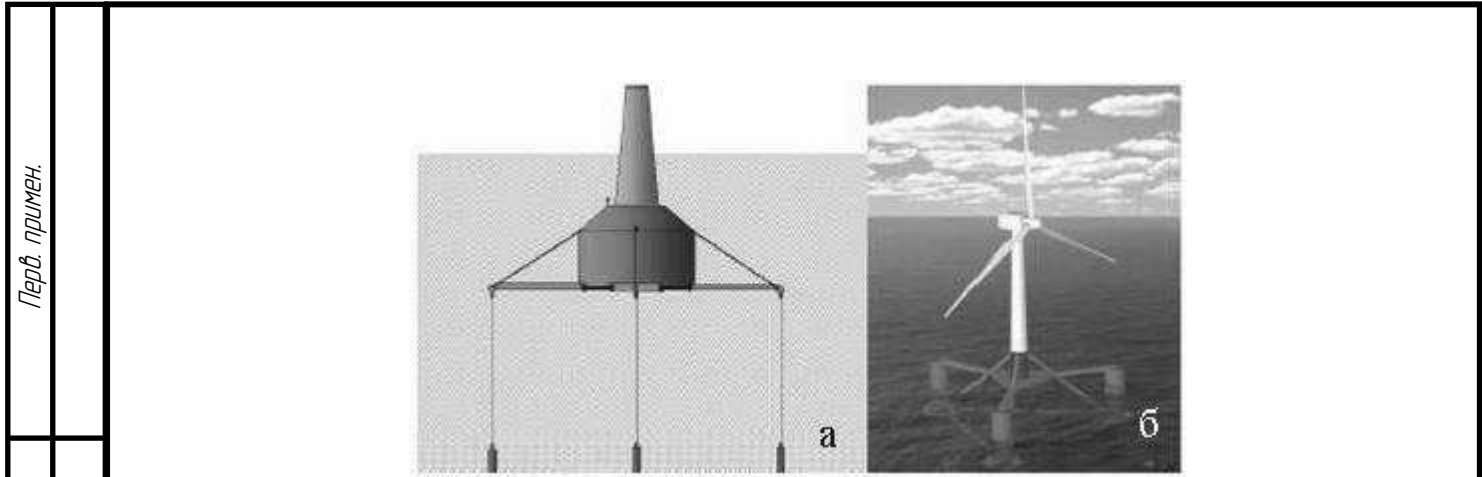


Рис. 1.3.3. – Способы крепления ВЭУ на глубокой воде:
 а – плавучая платформа с натяжным вертикальным якорным креплением; б – трехпоплавковая голландская конструкция

1.4 ВЭС в районе г.Балтийска Калининградской области

В Калининградской области существуют трудности как с выработкой электроэнергии, так и с ее распределением. Самый мощный в регионе источник генерации электроэнергии на сегодняшний день – это Калининградская ТЭЦ-2. Ее мощность 875 МВт, топливо – газ, среднесуточное потребление – 4,5-4,6 млн кубометров. Из тепловых станций есть еще Гусевская ТЭЦ мощностью 15,5 МВт, ТЭЦ-1 (22,5 МВт) и ГРЭС-2 (20,8 МВт). Незначительный вклад в общее производство электроэнергии вносят также три гидроэлектростанции и Зеленоградская ветровая электростанция. [5]

В итоге установленная мощность всей энергосистемы Калининградской области 941 МВт. Этого хватает для обеспечения текущей потребности региона в электроэнергии. Однако в случае аварии или остановки станций на плановый ремонт заместить выпавшие мощности область самостоятельно не сможет. Поскольку энергосистема Калининградской области не сообщается напрямую с российской, она ощутимо зависит от энергосистемы соседних государств - например, связана с литовской шестью воздушными линиями: тремя по 330 кВ и тремя по 110 кВ. А все это вместе создает главную энергетическую проблему эксклава – отсутствие безопасности. [5]

В рамках данного дипломного проекта является проектирование ветроэлектростанции морского базирования, в районе г. Балтийска.

1.4.1 Ветрогенераторы «Vestas»

Ветропарк будет состоять из 20 турбин компании «Vestas»
 Параметры которых представлены в таблице 1.

Перв. примен.					
Справ. №					
Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
				БР-13.03.02-071202507 ПЗ	
				Лист 15	

Перв. примен.

Справ. №

Таблица 1 – Технические характеристики ветротурбины компании «Vestas»

Тип ВЭУ	Диаметр ротора, м	$P_{GBЭУ}$, кВт	U_n , кВ	X_d	T_a , с
V112-3,0	112	3000	0,69	0,15	0,012



Рисунок 1.4.1.1 – Ветрогенератор «Vestas»

V112-3,0 – это «классическая» технология ветроэлектрических машин. Ветровое колесо состоит из трех лопастей. Лопасти прикреплены к оси через механизм поворота лопастей («pitch-систему»). Энергия вращения от ветроколеса к генератору передается через мультипликатор или коробку передач (в зависимости от модели). Между ветроколесом и электрогенератором имеется геометрическое замыкание при передаче усилия между ротором и генератором, т.е. скорость вращения генератора напрямую зависит от скорости вращения ветроколеса. Для поддержания стабильной частоты на выходах генератора используются асинхронные электрогенераторы, по своей конструкции схожие с асинхронными генераторами с фазным ротором, но имеющие некоторые конструктивные особенности, продиктованные условиями эксплуатации ветроколеса.[6]

Регулирование мощности ветроколеса при сильном ветре осуществляется за счет поворота лопастей. Уменьшение угла атаки по отношению к направлению ветра позволяет уменьшать мощность ветроколеса. Подстройка по напряжению осуществляется за счет флюгера, расположенного на вершине башни.

К недостаткам данной ВЭУ следует отнести и выходное напряжение генератора на 690 В, что является нестандартным напряжением для Россий-

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

ских сетей. Для внедрения подобных ВЭУ потребуется специальный трансформатор, преобразующий напряжение генератора в напряжение сети.

2. Разработка схемы подключения ВЭС к энергосистеме

2.1. Расположение ветротурбин в море

Ветрогенераторы будут располагаться вблизи города Балтийска на глубине 5-12м. Это позволит использовать в качестве фундамента односвайные конструкции. Схематично расположение ВЭС представлено на рисунке. Для более точного расположения необходимо провести следующие работы по сбору исходных данных:

- Предварительные аэрологические исследования ветропотенциала на основании долгосрочных метеонаблюдений.
- Проведение годовых метеорологических наблюдений для обоснования базового варианта расположения ВЭС.
- Предварительное согласование места размещения ВЭС и ее объектов инфраструктуры с уполномоченными организациями.
- Комплексные инженерные изыскания морского дна на площадках размещения ВЭС у г. Балтийска

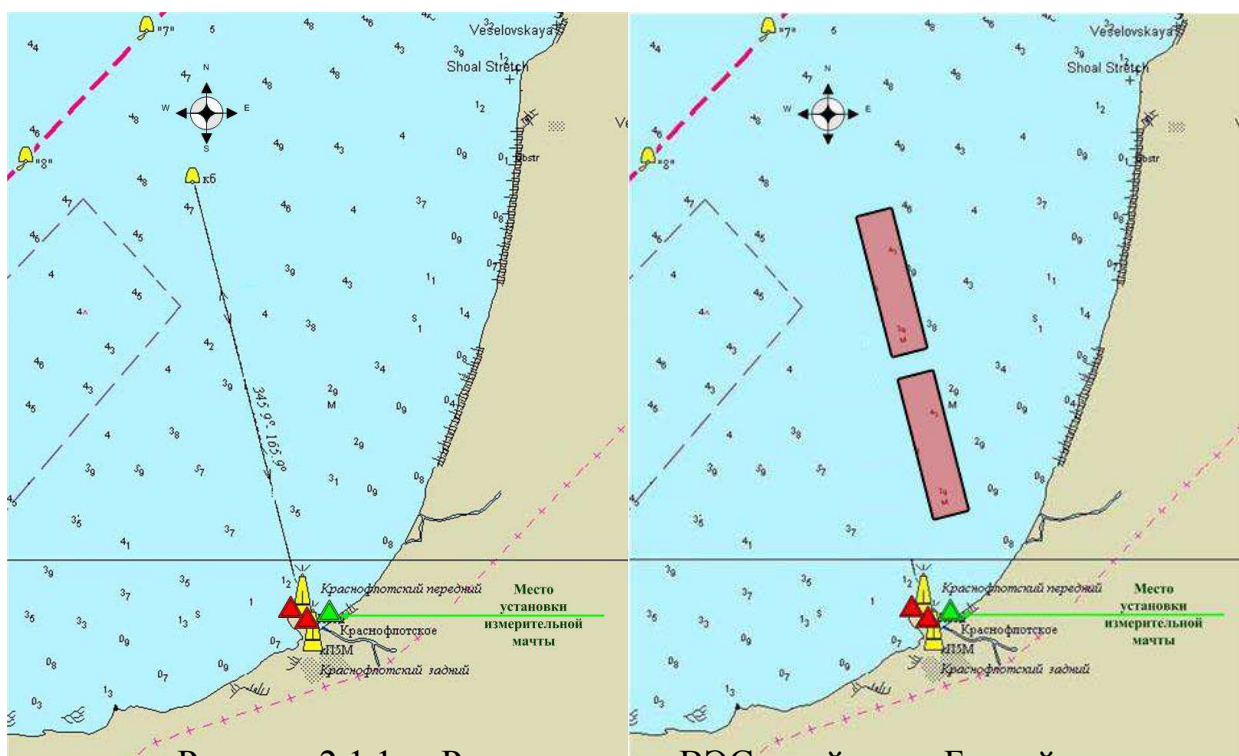


Рисунок 2.1.1 – Расположение ВЭС в районе г. Балтийск:

а– установка измерительной мачты; б – расположение ветроустановок.

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

17

2.2. Выбор схемы подключения ВЭС к ЭЭС

Данный ветровой парк расположен в зоне, где обычно роза ветров бывает равномерной. Исходя из этого можно применить радиальную схему соединения с главной повышающей подстанцией. При этом присоединение к ближайшей электрической сети выполним кабельно-воздушным путем, потому что на территории ветропарка установка воздушных линий электропередач невозможно. При равномерной розе ветров расстояния между ветровыми агрегатами должно быть одинаковыми во всех направлениях. В этом случае расстояния между ветровыми турбинами может составлять 3-4 диаметра ветроколеса, потому что турбулентные следы, исходящие от ветроэлектрических установок, не будут влиять на работу расположенных по соседству установок.[2]

Ветрогенераторы будут располагаться в одном ряду. Схема соединения ветровых турбин, расположенные в одном ряду показано на рисунке 2.2.1.

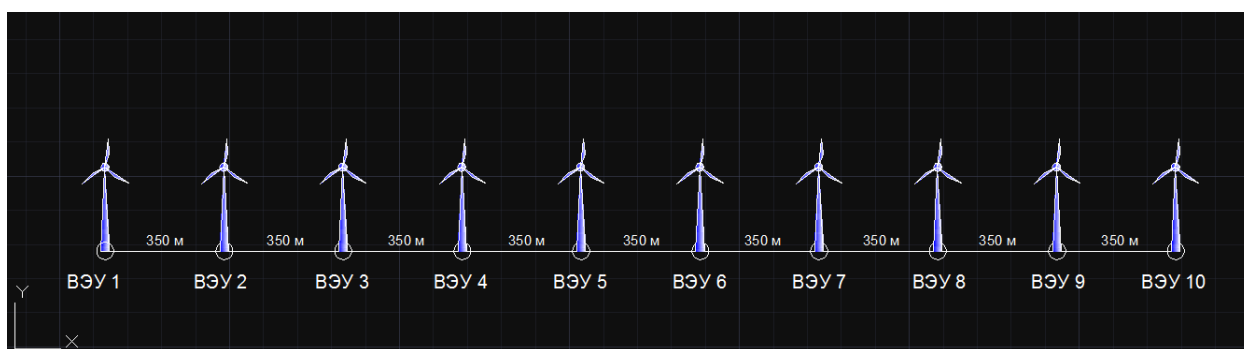


Рисунок 2.2.1 – Схема расположения ВЭУ в один ряд

На рисунке 2.2.1 изображена ветровая турбина мощностью 3,0 МВт, диаметром ветроколеса 112 метров с тремя лопастями, марки V112-3,0, изготовленная компанией «Vestas» (Дания). Минимальное расстояние принято в 3 диаметра ветроколеса, то есть $112 \times 3 \sim 350$ метров. Ветровая турбина марки V112-3,0 представлена на рисунке 1.4.1.1.

Окончательный вариант примем:

Ветропарк, состоящий из 20 ветроустановок, расположенных в один ряд, будет подключаться к двум секциям шин, расположенных в геометрических центрах ветропарка, по 10 ветрогенераторов на каждую. Подключения ВЭУ к обеим секциям выполняется по радиальной схеме. (рис. 2.2.2)

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

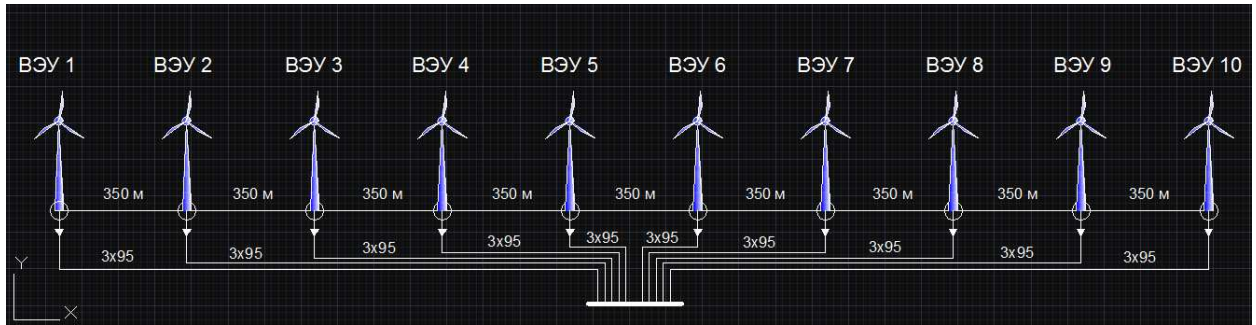


Рисунок 2.2.2 – Радиальная схема подключения ВЭУ к секции шин

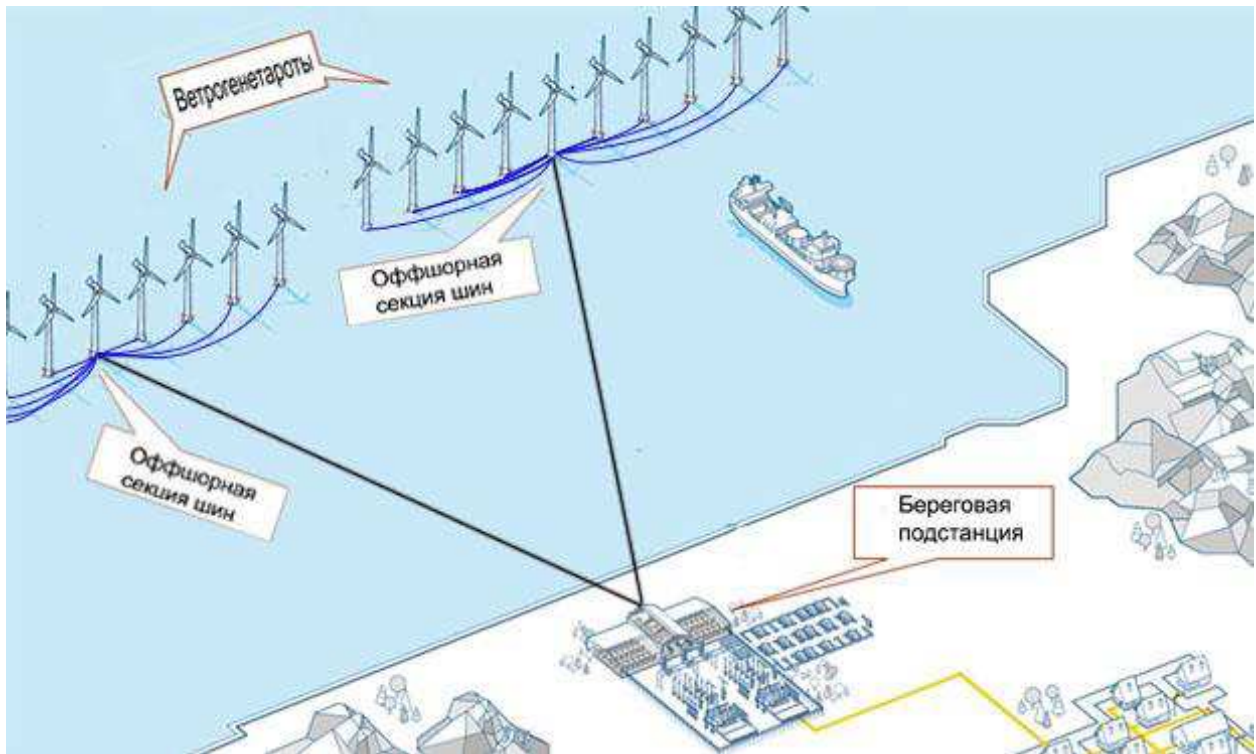


Рисунок 2.2.3 – План-схема размещения ветроэлектростанции

2.3 Выбор кабельных линий 10 кВ

2.3.1 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ

Для выбранной схемы проведем выбор кабелей с медной жилой. Выдаваемая мощность одной ветровой установки $P = 3,0$ МВт. Коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,8$. Ветровая турбина имеет собственный повышающий трансформатор 0,69/10 кВ, расположенный возле башни ВЭУ. Расстояния между турбинами равно 350 метров. Номинальное напряжение линии $U_n = 10$ кВ. Ветровые установки расположены в одной линии.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Найдем полную мощность ветротурбины

$$S_{GBЭУ} = \frac{P_{GBЭУ}}{\cos \varphi} = \frac{3000}{0,8} = 3750 \text{ кВА} \quad (2.3.1.1)$$

где $P_{GBЭУ}$ – номинальная мощность каждой ветротурбины;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности ветротурбины.

Рассчитаем номинальный ток, протекающий от ветродвигателя

$$I_n = \frac{S_{GBЭУ}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3750}{\sqrt{3} \cdot 10} = 216,5 \text{ А} \quad (2.3.1.2)$$

где U_n – номинальное напряжение линии.

Выбор сечения кабеля был выполнен с учетом загрузки КЛ по экономической плотности тока [7]. Экономически целесообразное сечение провода $F_{эк}$, мм² определяется из соотношения

$$F_{эк} = \frac{I_n}{j_{эк}} \quad (2.3.1.3)$$

где I — расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

$j_{эк}$ — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²;

Для кабелей с медными жилами нормированное значение плотности тока равно 2,7 А/мм² [7, таблица 1.3.36].

Определяем сечение кабеля с медной жилой по формуле (2.3.1.3)

$$F_{эк}^1 = \frac{I_n}{j_{эк}} = \frac{216,5}{2,7} = 80,18 \text{ мм}^2$$

Расчетное сечение кабеля 80,18 мм². Выберем фактическое сечение кабеля равное 95 мм² [8]. Активное сопротивление кабелей для сечения 95 мм² равно $r_0=0,193$ Ом/км [8]. Индуктивное сопротивление равно $x_0 = 0,083$ Ом/км [8].

Проведем проверку по допустимому току.

Для медного кабеля сечением 95 допустимый ток равен 330А [9].

По условиям проверки должно выполняться неравенство

$$I_{ном}^{каб1} \leq I_{доп} \quad (2.3.1.4)$$

$$216,5 \text{ А} \leq 330 \text{ А}$$

Кабель удовлетворяет условию проверки.

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист
20

Перв. примен.	<p>Теперь проведем выбор сечения кабеля от секции шин до подстанции. Так как на каждую секцию шин у нас приходят по 10 кабелей от ВЭУ, то, по первому закону Кирхгофа, суммарный ток в этом кабеле составит сумму всех входящих токов, а так как они равны, то формула примет следующий вид:</p> $\sum I_n = 10 \cdot I_n = 10 \cdot 216,5 = 2165 \text{ А} \quad (2.3.1.5)$ <p>Определим сечение кабеля по формуле (2.3.1.3)</p> $F_{\text{эк}}^2 = \frac{\sum I_n}{j_{\text{эк}}} = \frac{2165}{2,7} = 801,85 \text{ мм}^2$ <p>Расчетное сечение кабеля $801,8 \text{ мм}^2$. Выберем фактическое сечение трехжильного кабеля равное $3 \times 300 \text{ мм}^2$ [8].</p> <p>Найдем номинальный ток, протекающий в каждой жиле .</p> $I_{\text{ном}}^{\text{каб1}} = I_n = \frac{\sum S_{\text{ВЭУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{10 \cdot 3750}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 3} = 721,688 \text{ А} \quad (2.3.1.6)$ <p>где $n_{\text{ц}}$ – количество проводов</p> <p>Проведем проверку по допустимому току.</p> <p>Для медного кабеля сечением 300 допустимый ток равен 695А [9]. По условиям проверки (2.3.1.4) должно выполняться неравенство:</p> $721,688 \text{ А} \leq 695 \text{ А}$ <p>Кабель не удовлетворяет условию проверки.</p> <p>Выберем кабель с большим сечением. Принимаем кабель $3 \times 400 \text{ мм}^2$, для которого допустимый ток составляет 830 А [9]. По условию (2.3.1.4):</p> $721,688 \text{ А} \leq 830 \text{ А}$ <p>Кабель удовлетворяет условию проверки.</p>			
	Справ. №	<p>2.3.2 Выбор длины кабельных линий 10 кВ</p> <p>Примем длину кабеля от самых к ближайшей к секции шин ВЭУ (5,6,15,16) равной 400 м. Как было указано выше, расстояние между соседними ВЭУ составляет 350 м, значит длины кабелей будут изменяться на ве-</p>		
Подпись и дата		Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата
Инв. № подл.	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
БР-13.03.02-071202507 ПЗ				Лист 21

Перв. примен.

личину 350 м с удалением от геометрического центра, представленного секцией шин.

Расстояние от секций шин до береговой подстанции составляет ~ 1,5-2 км. Примем длину кабелей сечением 3х400 - 2 км.

Полученные результаты представим в таблице 2.

Таблица 2 – Кабельные линии 10 кВ.

Участок	I_n , А	l , км	Сечение, мм ²
ВЭУ1 - СШ1	216,5	1,80	95
ВЭУ2 - СШ1	216,5	1,45	95
ВЭУ3 - СШ1	216,5	1,10	95
ВЭУ4 - СШ1	216,5	0,75	95
ВЭУ5 - СШ1	216,5	0,40	95
ВЭУ6 - СШ1	216,5	0,40	95
ВЭУ7 - СШ1	216,5	0,75	95
ВЭУ8 - СШ1	216,5	1,10	95
ВЭУ9 - СШ1	216,5	1,45	95
ВЭУ10 - СШ1	216,5	1,80	95
СШ1 - П/Ст	2165	2	3х400
ВЭУ11 - СШ2	216,5	1,80	95
ВЭУ12 - СШ2	216,5	1,45	95
ВЭУ13 - СШ2	216,5	1,10	95
ВЭУ14 - СШ2	216,5	0,75	95
ВЭУ15 - СШ2	216,5	0,40	95
ВЭУ16 - СШ2	216,5	0,40	95
ВЭУ17 - СШ2	216,5	0,75	95
ВЭУ18 - СШ2	216,5	1,10	95
ВЭУ19 - СШ2	216,5	1,45	95
ВЭУ20 - СШ2	216,5	1,80	95
СШ2 – П/Ст	2165	2	3х400

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

3. Электрическая часть ВЭС

3.1 Электрическая схема и предварительный выбор оборудования

Составим схему, которая включает в себя одну единицу ВЭУ и эквивалентную систему. Параметры ветрогенератора представлены в таблице 1.

Схема электрических соединений представлена на рисунке 3.1.1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

22

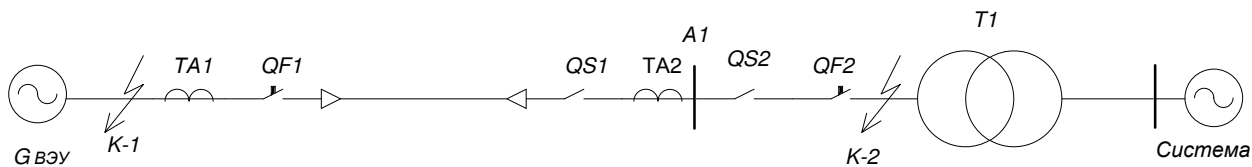


Рисунок 3.1.1 – Электрическая схема

По найденной ранее в пункте 2.3 полной мощности, рассчитаем номинальный ток, протекающий от ветротурбины до трансформатора 0,69/10 кВ

$$I_n = \frac{S_{ГВЭУ}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3750}{\sqrt{3} \cdot 0,69} = 3137,8 \text{ А} \quad (3.1.1)$$

где U_n – номинальное напряжение ветротурбины.

На основании этого тока проведем предварительный выбор оборудования. Должно выполняться условие:

$$I_n \leq I_{об} \quad (3.1.2)$$

где $I_{об}$ – номинальный ток выбираемого оборудования.

Рубильник: P2715[10]

1: $I_{ном} = 4000 \text{ А}$; $R_{КС} = 0,04 \text{ мОм}$

Рубильник удовлетворяет условию выбора (3.1.2)

Шинопровод : ВЛ1 : ШМА-68Н[11]

$I_{ном} = 4000 \text{ А}$; $R_{шог} = 0,0130 \text{ мОм/ м}$; $X_{шог} = 0,0150 \text{ мОм/ м}$; $l = 1 \text{ м}$

Шинопровод удовлетворяет условию выбора (3.1.2)

Трансформатор тока: ТШЛ-0,69[12]

$I_{ном} = 3200 \text{ А}$; $R_1 = 0,005 \text{ мОм}$; $X_1 = 0,007 \text{ мОм}$

Трансформатор тока удовлетворяет условию выбора (3.1.2)

Автоматический выключатель: ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40)[13]

Таблица 3 – Параметры автоматического выключателя

Номинальный ток, А	Сопротивление катушек электромагнитного расцепителя, мОм/м	Сопротивления присоединительных зажимов, мОм/м	Индуктивное сопротивление расцепителя, мОм/м
4000	0,06	0,05	0,05

Автоматический выключатель удовлетворяет условию выбора (3.1.2)

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

23

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

3.2 Выбор трансформаторов

Его выбор следует производить по максимальной мощности электростанции, исходя из следующего условия:

$$S_{T,ном} \geq S_{GBЭУ} \tag{3.2.1}$$

Установим один трансформатор мощностью 4000 кВА типа ТМ-4000/10[14], технические характеристики этого трансформатора представлены в таблице 4

Таблица 4 – Технические характеристики трансформатора

Номинальная мощность, кВА	4000
Напряжение на стороне ВН, кВ	10
Напряжение на стороне НН, кВ	0,69
Напряжение короткого замыкания, %	6,5
Потери короткого замыкания, кВт	23,5
Ток холостого хода, %	1,0
Потери холостого хода, кВт	3,85

3.3 Выбор кабеля

Сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение S , мм², определяется из соотношения

$$F_{эк} = \frac{I_n}{j_{эк}} = \frac{3137}{3,1} = 1011 \text{ мм} \tag{3.3.1}$$

где I — расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;
 $j_{эк}$ — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²;

Выбираем медный кабель ПвПуг, производитель РЕКАKabel[15]. Его параметры занесем в таблицу 5.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Таблица 5 – Технические характеристики кабеля

Материал оболочки	$R_{\text{пог}}$, мОм/м	$X_{\text{пог}}$, мОм/м	Сечение, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
Пластмасса	0,122	0,075	240	605

Найдем номинальный ток

$$I_{\text{ном}}^{\text{каб1}} = I_n = \frac{S_{\text{ГВЭУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{3750}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 6} = 522,96 \text{ A} \quad (3.3.2)$$

где $n_{\text{ц}}$ – количество проводов

Проведем проверку по допустимому току. По условиям проверки (2.3.1.4) должно выполняться неравенство:

$$I_{\text{ном}}^{\text{каб1}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$522,96 \text{ A} \leq 605 \text{ A}$$

Кабель удовлетворяет условию проверки.

3.4 Эквивалентная схема замещения

Исходная схема замещения, составленная на основе структурной схемы (рис.3.3.1), представлена ниже

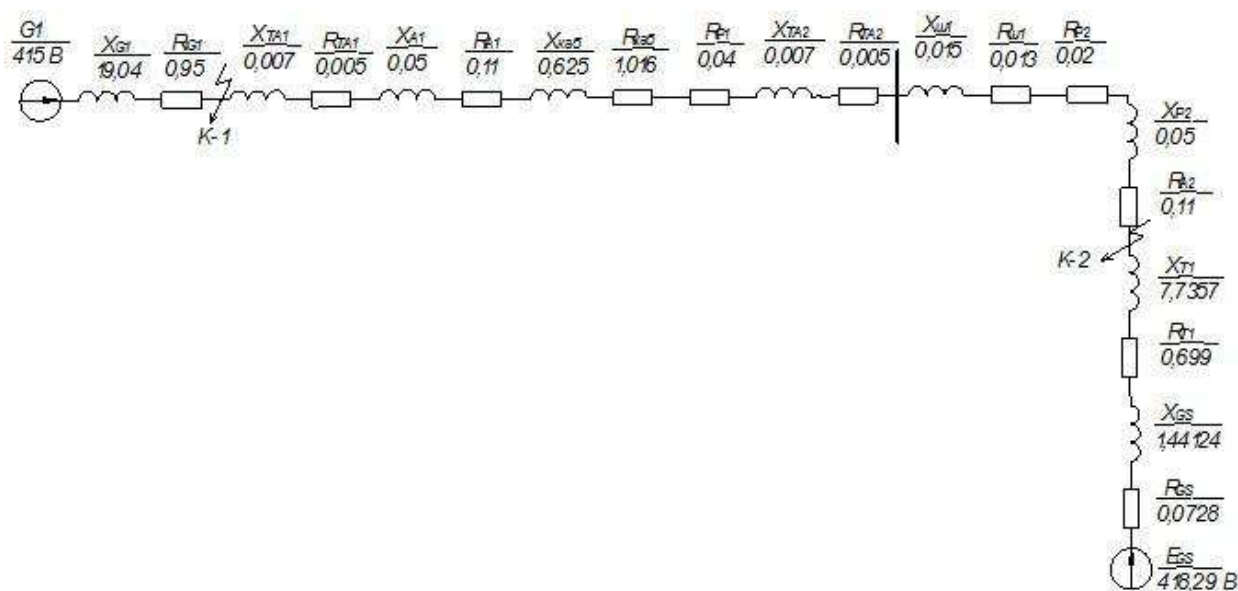


Рисунок 3.4.1 – Схема замещения

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Перв. примен.	<h2>4. Расчет параметров элементов схемы замещения</h2>			
	<h3>4.1 Сетевой источник</h3>			
Справ. №	<p>При расчете коротких замыканий сеть замещается эквивалентным источником с ЭДС E_{GS} и эквивалентным сопротивлением $Z_{эксGS}$. Значение ЭДС эквивалентного источника, приведенная к ступени напряжения 0,69 кВ составляет:</p>			
	$E_{GS} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{НН}^{ном}}{U_{ВН}^{ном}} \cdot 10^3 = \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,69}{10,0} \cdot 10^3 = 418,29 \text{ В} \quad (4.1.1)$			
<p>где $U_{ср.ном}$ – среднее номинальное напряжение сети; $U_{НН}^{ном}$ – номинальное напряжение сети низшего напряжения; $U_{ВН}^{ном}$ – номинальное напряжение сети высшего напряжения.</p>				
<p>Эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности источника определяется на основе расчетного значения тока трехфазного короткого замыкания:</p>				
$Z_{эксGS} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} \cdot 10^3 = 303,10 \text{ мОм} \quad (4.1.2)$				
Подпись и дата	<p>где $I_{п0}$ – периодическая составляющая тока кз протекающего от сетевого источника.</p>			
	<p>$I_{п0}$ задается условиями задания и принимается равным 20 кА.</p>			
Инв. № дубл.	<p>Зная $Z_{эксGS}$, найдем индуктивное сопротивление прямой последовательности сетевого источника питания:</p>			
	$X_{эксGS} = \frac{Z_{эксGS}}{\sqrt{1 + \left(\frac{1}{X_1 / R_1}\right)^2}} = \frac{303,10}{\sqrt{1 + \left(\frac{1}{20}\right)^2}} = 302,72 \text{ мОм} \quad (4.1.3)$			
Взам. инв. №	<p>Отношение X_1 / R принимаем равным 20 [16. с. 375]</p>			
	<p>Найдем активное сопротивление прямой последовательности сетевого источника 2715</p>			
Подпись и дата	$R_{эксGS} = \sqrt{Z_{эксGS}^2 - X_{эксGS}^2} = \sqrt{303,10^2 - 302,72^2} = 15,1727 \text{ мОм} \quad (4.1.4)$			
	<p>Приведем эти сопротивления к ступени напряжения 0,69 кВ</p>			
Инв. № подл.	<p>БР-13.03.02-071202507 ПЗ</p>			
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
				Лист 26

Перв. примен.

$$X_{GS} = 302,72 \cdot \left(\frac{0,69}{10,0}\right)^2 = 1,441 \text{ мОм}$$

$$R_{GS} = 15,1727 \cdot \left(\frac{0,69}{10,0}\right)^2 = 0,0728 \text{ мОм}$$

4.2 Параметры трансформатора

Справ. №

Зная параметры трансформатора из таб. 4 , найдем активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности трансформатора :

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{K.HOM} \cdot U_{HH.HOM}^2}{S_{HOM}^2} = \frac{23,5 \cdot 690^2}{4000^2} = 0,699 \text{ мОм} \quad (4.2.1)$$

где $\Delta P_{K.HOM}$ – потери короткого замыкания;

$U_{HH.HOM}$ –напряжение на стороне НН трансформатора;

S_{HOM} –номинальная мощность.

$$X_{T1} = \sqrt{\left(\frac{u_k}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K.HOM}}{S_{HOM}}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH.HOM}^2}{S_{HOM}} = \sqrt{\left(\frac{6,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{23,5}{4000}\right)^2} \cdot \frac{690^2}{4000} = 7,704 \text{ мОм} \quad (4.2.2)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания

4.3 Параметры автоматических выключателей

Найдем активное сопротивление автоматических выключателей

$$R_{A1} = R_{PACЦ} \cdot R_{K.C.} = 0,11 \text{ мОм} \quad (4.3.1)$$

где $R_{PACЦ}$ – сопротивление катушек электромагнитного расцепителя;

$R_{K.C.}$ – сопротивления присоединительных зажимов.

Найдем индуктивное сопротивление автоматических выключателей

$$X_{A1} = X_{PACЦ} = 0,05 \text{ мОм} \quad (4.3.2)$$

где $X_{PACЦ}$ – индуктивное сопротивление электромагнитного расцепителя.

Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
					Дата
БР-13.03.02-071202507 ПЗ					Лист
					27

Перв. примен.	<h3>4.4 Параметры ветрогенератора</h3> <p>Рассчитаем индуктивное сопротивление ветротурбины по следующей формуле:</p> $X_{G1} = X_d'' \cdot \frac{U_n^2}{P_n / \cos \varphi} = 0,15 \cdot \frac{0,69^2}{3000 / 0,8} \cdot 10^3 = 19,04 \text{ мОм} \quad (4.4.1)$ <p>где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора.</p> <p>Рассчитаем приближенно активные сопротивления генераторов по формуле:</p> $R_{G1} = \frac{X_{G1}}{20} = \frac{19,04}{20} = 0,95 \text{ мОм} \quad (4.4.2)$															
	Справ. №	<h3>4.5 Параметры кабелей</h3> <p>Найдем сопротивления кабеля, зная длину и погонные сопротивления</p> $R_{1каб} = R_{1ног} \cdot l = 0,122 \cdot 50 = 6,1 \text{ мОм} \quad (4.5.1)$ <p>где l – длина кабеля.</p> $X_{1каб} = X_{1ног} \cdot l = 0,075 \cdot 50 = 3,75 \text{ мОм} \quad (4.5.2)$ <p>Сэквивалентуем параллельные участки для упрощения и представления на схеме одним сопротивлением.</p> $R_{1каб}^{эkv} = \frac{R_{1каб}}{n_{\psi}} = \frac{6,1}{6} = 1,016 \text{ мОм}$ $X_{1каб}^{эkv} = \frac{X_{1каб}}{n_{\psi}} = \frac{3,75}{6} = 0,625 \text{ мОм}$														
Подпись и дата		<h3>5. Расчет тока короткого замыкания в точке К1</h3> <p>Преобразуем схему замещения для точки К-1:</p>														
Инв. № дубл.	<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <table border="1" style="border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Изм.</td> <td style="text-align: center;">Лист</td> <td style="text-align: center;">№ докум.</td> <td style="text-align: center;">Подпись</td> <td style="text-align: center;">Дата</td> </tr> </table> <div style="text-align: center; flex-grow: 1;"> <p>БР-13.03.02-071202507 ПЗ</p> </div> <table border="1" style="border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 40px; text-align: center;">Лист</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">28</td> </tr> </table> </div>									Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист	28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата												
Лист																
28																
Взам. инв. №																
Подпись и дата	<table border="1" style="border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> <td style="width: 20px; height: 20px;"></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Изм.</td> <td style="text-align: center;">Лист</td> <td style="text-align: center;">№ докум.</td> <td style="text-align: center;">Подпись</td> <td style="text-align: center;">Дата</td> </tr> </table>									Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата												
Инв. № подл.																

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

$$R_1 = R_{G1} = 0,95$$

$$R_2 = R_{TA1} + R_{A1} + R_{1каб} + R_{P1} + R_{TA2} + R_{Ш1} + R_{P2} + R_{A2} + R_{T1} + R_{1GS} = \\ = 0,005 + 0,11 + 1,016 + 0,04 + 0,005 + 0,013 + 0,04 + 0,11 + 0,699 + 0,0728 = 2,1108$$

$$X_1 = X_{G1} = 19,04$$

$$X_2 = X_{TA1} + X_{A1} + X_{1каб} + X_{TA2} + X_{Ш1} + X_{A2} + X_{T1} + X_{1GS} = \\ = 0,007 + 0,05 + 0,625 + 0,007 + 0,015 + 0,05 + 7,7357 + 1,441 = 9,9307$$

Определим начальное значение периодического тока трёхфазного короткого замыкания без учета дуги.

$$I_{noGS}^{(3)} = \frac{E_{GS}}{\sqrt{R_2^2 + jX_2^2}} = \frac{418,3}{\sqrt{2,1108^2 + 9,9307^2}} = 41,201 \text{ кА} \quad (5.1)$$

где $I_{noGS}^{(3)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви системы без учета дуги.

Для учета сопротивления дуги необходимо знать поправочный коэффициент:

$$k_c = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_k + 0,114 \cdot \sqrt{Z_k} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_k} \quad (5.2)$$

где Z_k – полное сопротивление цепи при кз.

$$Z_k = \sqrt{R_2^2 + jX_2^2} = \sqrt{2,1108^2 + 9,9307^2} = 10,1525 \text{ Ом}$$

Рассчитаем поправочный коэффициент по формуле (5.2):

$$k_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 10,1525 + 0,114 \cdot \sqrt{10,1525} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{10,1525} = 0,656$$

Сопротивление дуги следует рассчитывать по следующей формуле:

$$R_d = \sqrt{\frac{U_{HH}^{ном}}{3 \cdot I_{n0}^2 \cdot k_c^2} - X_2^2 - R_2}, \quad (5.3)$$

Сопротивление дуги по формуле (5.3):

$$R_d = \sqrt{\frac{690^2}{3 \cdot 41,201^2 \cdot 0,656^2} - 9,9307^2 - 2,1108} = 8,971 \text{ мОм}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

29

Периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги:

$$I_{noGS}^{(3)} = \frac{E_{GS}}{\sqrt{(R_2 + R_0)^2 + jX_2^2}} \quad (5.4)$$

Рассчитаем $I_{noGS}^{(3)}$ с учетом дуги по формуле (5.4):

$$I_{noGS}^{(3)} = \frac{418,3}{\sqrt{(2,1108 + 8,971)^2 + 9,9307^2}} = 28,11 \text{ кА}$$

Найдем периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви генератора;

$$I_{noG}^{(3)} = \frac{E_{G1}}{\sqrt{R_{G1}^2 + jX_{G1}^2}} = \frac{415}{\sqrt{0,95^2 + j19,04^2}} = 21,819 \text{ кА}$$

Найдем полный периодический ток трёхфазного короткого замыкания.

$$I_{n0}^{(3)} = I_{noG}^{(3)} + I_{noGS}^{(3)} = 21,819 + 28,11 = 49,929 \text{ кА} \quad (5.5)$$

$$R_{\Sigma}^{K-1} = \frac{R_1 \cdot R_{\Sigma}}{R_1 + R_{\Sigma}} \quad (5.6)$$

Суммарное активное сопротивление по формуле (5.6):

$$R_{\Sigma}^{K-1} = \frac{R_1 \cdot (R_2 + R_0)}{R_1 + (R_2 + R_0)} = \frac{0,95 \cdot (2,1108 + 8,971)}{0,95 + 2,1108 + 8,971} = 0,874 \text{ МОм}$$

$$X_{\Sigma}^{K-1} = \frac{X_1 \cdot X_{\Sigma}}{X_1 + X_{\Sigma}} \quad (5.7)$$

Суммарное реактивное сопротивление по формуле (5.7):

$$X_{\Sigma}^{K-1} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{19,04 \cdot 9,9307}{19,04 + 9,9307} = 6,5266 \text{ МОм}$$

Определим величину ударного тока по следующей формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{noGS}^{(3)} \cdot K_{y0} \quad (5.8)$$

Перв. примен.				
Справ. №				
Подпись и дата				
Инв. № дубл.				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
БР-13.03.02-071202507 ПЗ				Лист
				30

Перв. примен.	<p>где $I_{noGS}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги; K_{yo} показывает, во сколько раз ударный ток будет превышать максимальное значение периодической составляющей тока КЗ Для расчета ударного тока кз необходимо знать отношение суммарного реактивного сопротивления к активному:</p>														
Справ. №	$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{6,5266}{0,874} = 7,4675$ <p>Так как $\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = 7,4675 > 5$, то можно использовать более упрощенную формулу [16, стр 69]</p> $K_{yo} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02378}} = 1,656$ $T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} = \frac{6,5266}{314 \cdot 0,874} = 0,02378$ <p>По формуле (5.8) :</p> $i_{yo} = \sqrt{2} \cdot 49,929 \cdot 1,656 = 116,93 \text{ кА}$ <p>Апериодическая составляющая тока кз в начальный момент времени рассчитывается следующим образом:</p> $i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \tag{5.9}$ <p>где I_{n0} – периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги Рассчитаем апериодическую составляющую тока кз в начальный момент времени по формуле (5.9):</p> $i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 49,929 = 70,61 \text{ кА}$ <p>Уравнение для определения апериодической составляющей тока кз в любой момент времени:</p> $i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \tag{5.10}$														
Подпись и дата															
Инв. № дубл.															
Взам. инв. №															
Подпись и дата															
Инв. № подл.	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 50%; text-align: center; vertical-align: middle;">БР-13.03.02-071202507 ПЗ</td> <td style="width: 10%; text-align: right; vertical-align: middle;">Лист 31</td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 31	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 31									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата											

Перв. примен.	<p>По уравнению (5.9) и известным значениям апериодической составляющей тока кз в начальный момент времени и постоянной времени, можно записать:</p> $i_{at} = 70,61 \cdot e^{-\frac{t}{0,02378}}$			
Справ. №	<p>6. Расчет тока трехфазного короткого замыкания в точке К2</p> <p>Преобразуем схему замещения для точки К-2:</p> $R_1 = R_{G1} + R_{TA1} + R_{A1} + R_{1каб} + R_{P1} + R_{TA2} + R_{III1} + R_{P2} + R_{A2} =$ $= 0,95 + 0,005 + 0,11 + 1,016 + 0,04 + 0,005 + 0,013 + 0,04 + 0,11 = 2,289$ $R_2 = R_{T1} + R_{GS} = 0,699 + 0,0728 = 0,7718 \text{ мОм}$ $X_1 = X_{G1} + X_{TA1} + X_{A1} + X_{1каб} + X_{TA2} + X_{III1} + X_{A2} =$ $= 19,04 + 0,007 + 0,05 + 0,625 + 0,007 + 0,015 + 0,05 = 19,794$ $X_2 = X_{T1} + X_{GS} = 7,7357 + 1,441 = 9,1767$			
Подпись и дата	<p>Определим начальное значение периодического тока трёхфазного короткого замыкания.</p> $I_{noGS}^{(3)} = \frac{E_{GS}}{\sqrt{R_2^2 + jX_2^2}} = \frac{418,3}{\sqrt{0,7718^2 + j9,1767^2}} = 45,422 \text{ кА} \quad (6.1)$			
Инв. № дубл.	<p>$I_{noGS}^{(3)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви системы без учета дуги.</p> <p>Для учета сопротивления дуги необходимо знать поправочный коэффициент:</p> $k_c = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_k + 0,114 \cdot \sqrt{Z_k} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_k} \quad (6.2)$			
Взам. инв. №	<p>где Z_k – полное сопротивление цепи при кз.</p> $Z_k = \sqrt{R_2^2 + jX_2^2} = \sqrt{0,7718^2 + j9,1767^2} = 9,209 \text{ Ом}$			
Подпись и дата	<p>Рассчитаем поправочный коэффициент по формуле (6.1):</p> $k_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 9,209 + 0,114 \cdot \sqrt{9,209} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{9,209} = 0,650$			
Инв. № подл.				
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
БР-13.03.02-071202507 ПЗ				Лист
				32

Перв. примен.	<p>Сопротивление дуги следует рассчитывать по следующей формуле:</p> $R_{\phi} = \sqrt{\frac{U_{HH}^{ном}}{3 \cdot I_{n0}^2 \cdot k_c^2} - X_2^2 - R_2}, \quad (6.3)$ <p>где I_{n0} – периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени без учета дуги.</p> <p>Сопротивление дуги по формуле (6.3):</p> $R_{\phi} = \sqrt{\frac{690^2}{3 \cdot 45,422^2 \cdot 0,650^2} - 9,1767^2 - 0,7718} = 9,12 \text{ мОм}$ <p>Периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги:</p> $I_{noGS}^{(3)} = \frac{E_{GS}}{\sqrt{(R_2 + R_{\phi})^2 + jX_2^2}} \quad (6.4)$
Справ. №	

Подпись и дата	<p>Рассчитаем I_{n0} с учетом дуги по формуле (6.4):</p> $I_{noGS}^{(3)} = \frac{418,3}{\sqrt{(0,7718 + 9,12)^2 + j9,1767^2}} = 31,00 \text{ кА}$ $I_{noG}^{(3)} = \frac{E_{G1}}{\sqrt{R_1^2 + jX_1^2}} = \frac{415}{\sqrt{2,289^2 + j19,794^2}} = 20,827 \text{ кА}$ <p>где $I_{noG}^{(3)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви генератора.</p> $I_{n0}^{(3)} = I_{n0G}^{(3)} + I_{noGS}^{(3)} = 31,00 + 20,827 = 51,827 \text{ кА} \quad (6.5)$ <p>$I_{n0}^{(3)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания.</p> $R_{\Sigma}^{k-1} = \frac{R_1 \cdot R_{\Sigma}}{R_1 + R_{\Sigma}} \quad (6.6)$ <p>Суммарное активное сопротивление по формуле (6.6):</p>
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Перв. примен.

$$R_{\Sigma}^{K-1} = \frac{R_1 \cdot (R_2 + R_0)}{R_1 + (R_2 + R_0)} = \frac{2,289 \cdot (0,7718 + 9,12)}{2,289 + 0,7718 + 9,12} = 1,859 \text{ МОм}$$

$$X_{\Sigma}^{K-1} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \tag{6.7}$$

Суммарное реактивное сопротивление по формуле (6.7):

Справ. №

$$X_{\Sigma}^{K-1} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{19,794 \cdot 9,1767}{19,794 + 9,1767} = 6,27 \text{ МОм}$$

Определим величину ударного тока по следующей формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y0} \tag{6.8}$$

где I_{n0} – периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги; K_{y0} показывает, во сколько раз ударный ток будет превышать максимальное значение периодической составляющей тока КЗ
 Для расчета ударного тока кз необходимо знать отношение суммарного реактивного сопротивления к активному:

Подпись и дата

$$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{6,27}{1,859} = 3,373$$

Так как $\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = 3,373 < 5$, используем основную формулу [16, стр 69]

Инв. № дубл.

$$K_{y0} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{3,373}} = 1,422$$

Взам. инв. №

По формуле (6.8):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 51,827 \cdot 1,422 = 104,224 \text{ кА}$$

Подпись и дата

Апериодическая составляющая тока кз в начальный момент времени рассчитывается следующим образом:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \text{ кА} , \tag{6.9}$$

Перв. примен.

Справ. №

где $I_{п0}$ – периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени с учетом дуги

Рассчитаем аperiodическую составляющую тока КЗ в начальный момент времени по формуле (6.9):

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 51,827 = 73,294 \text{ кА}$$

Уравнение для определения аperiodической составляющей тока КЗ в любой момент времени:

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \tag{6.10}$$

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} = \frac{6,27}{314 \cdot 1,859} = 0,0107$$

По уравнению (6.10) и известным значениям аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени и постоянной времени, можно записать

$$i_{at} = 73,294 \cdot e^{-\frac{t}{0,0107}}$$

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	$i_{уд}$, Ка	i_{a0} , кА
К-1	49,929	116,93	70,61
К-2	51,827	104,224	73,294

Подпись и дата

7. Выбор и проверка основного оборудования на токи короткого замыкания

7.1 Проверка автоматических выключателей на действие токов короткого замыкания

Проверка выключателей на токи КЗ осуществляется по условиям [17]:

1) По предельному току

$$I_{п0} \leq I_{откл}, \tag{7.1.1}$$

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

где $I_{п0}$ – это начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя, $I_{откл}$ – это номинальная предельная наибольшая отключающая способность.

$$i_{уд} \leq i_{вкл.макс}, \quad (7.1.2)$$

где $i_{уд}$ – это ударный ток КЗ в цепи выключателя
 $i_{вкл.макс}$ – амплитудное значение номинального тока включения

2) По термической стойкости:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (7.1.3)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости, примем равным $I_{откл}$
 $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, примем равным 1с; W_k – тепловой импульс

$$W_k = I_{п0} \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (7.1.4)$$

где $t_{откл}$ – время отключения

Справ. №

3) По величине постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_{a.ном} \geq T_a, \quad (7.1.5)$$

где $T_{a.ном}$ – значение по каталогу (0,005–0,015 с); $T_a = \frac{X_{рез}}{\omega R_{рез}}$ определяется в расчете токов КЗ.

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Таблица 7 – Технические характеристики автоматических выключателей

Обозначение элемента на схеме	Тип автоматического выключателя	Номинальный ток отключения $I_{откл}$, кА	Амплитудное значение номинального тока включения $i_{вкл.макс}$, кА	Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ $T_{a.ном}$, с
QF1	ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40)	55	143	0,012
QF2	ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40)	55	143	0,012

7.1.1 Проверка автоматического выключателя типа ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40)

1) По предельному току

$$I_{п0} = 51,827 \text{ кА} < I_{откл} = 55 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = 116,93 \text{ кА} < i_{вкл.макс} = 143 \text{ кА}$$

Рассчитаем тепловой импульс по формуле (7.1.4):

$$W_k = 51,827 \cdot (0,015 + 0,012) = 1,399$$

2) По термической стойкости

$$W_k = 1,399 < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3,025$$

3) По величине постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_{а,ном} = 0,012 > T_a = 0,0107$$

Автоматический выключатель типа ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40) удовлетворяет всем условиям проверки

7.2 Проверка рубильников на действие токов короткого замыкания

Таблица 8 – Технические параметры рубильников типа Р2715

Обозначение элемента на схеме	Тип рубильника	$I_{ном}, \text{А}$	$i_{пр.скв}, \text{Ка}$	$I_{тер}^2 / \text{допустимое время}, \text{кА}^2/\text{с}$
QS1	Р2715	4000	120	1500/2
QS2	Р2715	4000	120	1500/2

Условия проверки рубильников:

1) По проходному сквозному току

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв}, \quad (7.2.1)$$

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

где $i_{уд}$ – это ударный ток КЗ в цепи выключателя
 $i_{пр.скв}$ – амплитудное значение номинального тока включения

2) По термической стойкости

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

7.2.1 Проверка рубильников типа Р2715

1) По проходному сквозному току

$$i_{уд} = 116,93 \text{ кА} \leq i_{пр. скв} = 120 \text{ кА}$$

2) По термической стойкости

$$W_k = 1,399 < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1,500 \cdot 2 = 3,000$$

Рубильник типа Р2715 удовлетворяет всем условиям проверки.

7.3 Проверка трансформатора тока на действие тока короткого замыкания

Таблица 9 – Технические характеристики трансформатора ТШЛ-0,69[12]

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, Кв	0,69
Номинальный первичный ток, А	4000
Номинальный вторичный ток, А	5
Класс точности по ГОСТ 7746	0,5
Величина трехсекундного тока термической стойкости, кА	40
Кратность динамической устойчивости	29

Трансформатор тока проверяют на токи кз по следующим условиям:

1) По термической стойкости:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T, \tag{7.3.1}$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости из таблицы 9;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.	<p>t_T – длительность протекания тока термической стойкости, примем равным 3с.</p> <p>Проверим трансформатор тока на термическую устойчивость по условию (7.3.1.)</p> $B_k = 1,399 < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ <p>2) По динамической устойчивости</p> $i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{эд} \cdot I_{ном} \tag{7.3.2}$
Справ. №	<p>где $k_{эд}$ – кратность динамической стойкости из таблицы 9;</p> <p>$I_{ном}$ – номинальный первичный ток из таблицы 9.</p> <p>Проверим трансформатор тока на динамическую устойчивость по условию (7.3.1.)</p> $i_{уд} = 116,93 \text{кА} \leq \sqrt{2} \cdot k_{эд} \cdot I_{ном} = \sqrt{2} \cdot 29 \cdot 4000 = 164 \text{кА}$

Трансформатор тока ТШЛ-0,69 удовлетворяет всем условиям проверки.

8. Расчет молниезащиты ВЭУ

Одним из важных условий бесперебойной работы электрических станций и подстанций является обеспечение надежной грозозащиты электрооборудования. В случае отсутствия системы молниезащиты ВЭУ, попадание грозового разряда может повлечь за собой повреждение систем управления, электросистемы, лопастей, а так же других механических деталей. Следовательно, при проектировании ВЭУ необходимо тщательно рассмотреть и определить потенциальные риски и особое внимание уделить системе молниезащиты.

Подпись и дата									
Инв. № дубл.									
Взам. инв. №									
Подпись и дата									
Инв. № подл.									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ				Лист
									39

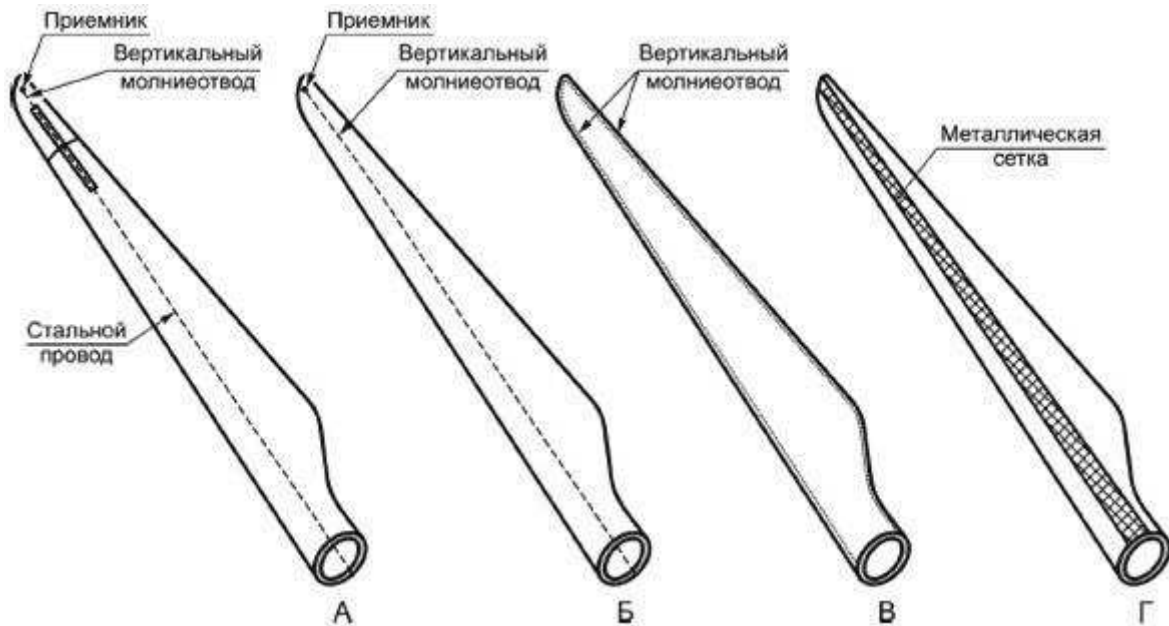


Рисунок 8.1 – Принципы молниезащиты для лопастей больших ВЭУ

Для защиты лопастей ВЭУ от молнии существует несколько вариантов. Так, для захвата молнии используются алюминиевые или медные проводники, которые могут быть установлены вдоль всей длины лопасти, на её задней кромке, снаружи или внутри нее. Некоторые конструкции (рис.8.1) имеют молниеулавливатели, которые располагаются на поверхности вокруг лопасти (тип В и Г), и каждый из них присоединяется к проводникам, которые протянуты вдоль ее кромок. Еще одним способом является применение клейких металлических и сегментных лент, однако, как показывает практика, через несколько месяцев они зачастую отклеиваются, поэтому их практически не используют. Наиболее распространенным решением является использование систем вертикальных молниеотводов, которые располагаются на кончиках лопастей (тип А и Б) и отводят ток к к омелю, а для лопастей с тормозами в качестве вертикального молниеотвода используется медный провод вдоль внутреннего лонжерона (тип Б). [18]

Расчет грозозащиты заключается в определении требуемой высоты и мест установки молниеотводов. Необходимо, чтобы все конструктивные элементы попадали в зону защиты молниеотводов. Зонай защиты молниеотвода называется пространство вокруг молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины. [17]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

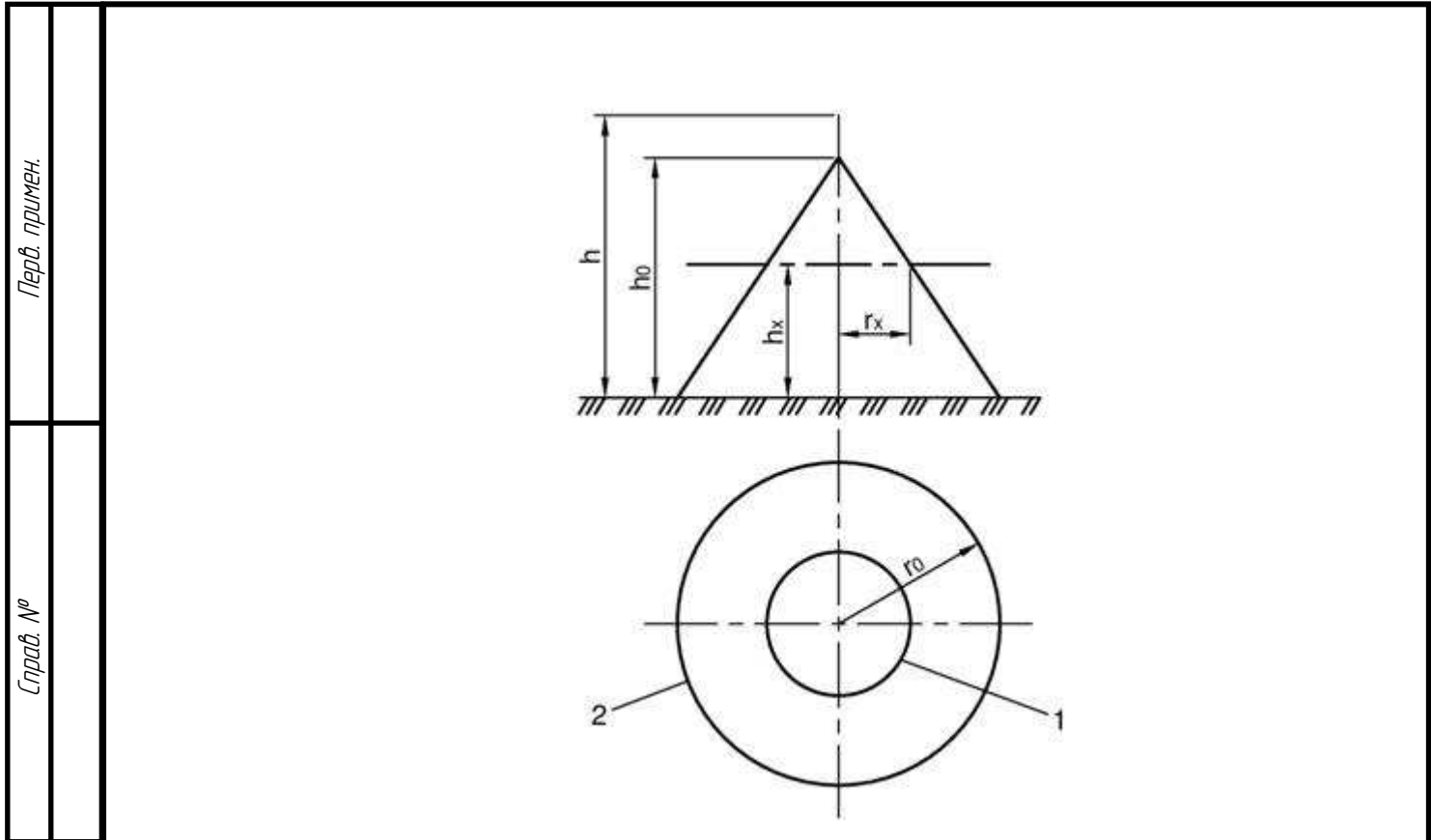


Рисунок 8.2 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Зная габариты и высоту элементов ветроустановки рассчитаем параметры молниезащиты.

$$h_0 = h_B + 0,75 \cdot l_n = 119 + 0,75 \cdot 56 = 161 \quad (8.1)$$

где h_B – высота башни, равная 119 м; l_n – длина лопасти.

Найдем длину лопастей по формуле (8.2)

$$l_n = \frac{d_p}{2} = \frac{112}{2} = 56 \text{ м} \quad (8.2)$$

где d_p – диаметр ротора из таблицы 1.

Найдем высоту молниеотвода h

$$h = h_B + l_n = 119 + 56 = 175 \text{ м} \quad (8.3)$$

Габариты зоны защиты определяют двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне нижней части r_0 , который определяют по эмпирическим формулам [17, табл. 12.1]

Подпись и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

					БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Перв. примен.

Справ. №

$$r_0 = 0,70 \cdot h = 0,70 \cdot 175 = 122,5 \text{ м} \quad (8.4)$$

Радиус зоны защиты r_x на высоте защищаемого объекта h_x определим по формуле

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (8.5)$$

Примем $h_x = 88$ м, тогда радиус зоны защиты найдем по формуле (8.5)

$$r_x = \frac{122,5 \cdot (161 - 88)}{161} = 55,54 \text{ м}$$

9. Экономическая часть

9.1 Капиталовложения в строительство морского ветропарка.

Оценка потребности в капиталовложениях приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Капиталовложения в строительство ВЭС в районе г. Балтийск, тыс. Евро

Тип турбины	«Siemens» 3,6 МВт	«Vestas» 3,0 МВт
Установленная мощность ветропарка, МВт	72,0	60,0
Число ветротурбин	20	20
Фундаменты		
Изготовление	11,097	8,139
Монтаж и строительство	7,887	6,897
Прочее	7,570	6,899
Итого фундамент	26,554	21,936
Электрическое оборудование		
Береговая подстанция	3,555	3,555
Внутренняя электрическая сеть ветропарка	5,372	5,372
Итого электрическое оборудование	8,927	8,927
Ветротурбины		
Поставка	68,400	57,000
Монтаж	3,612	3,612
Итого ветротурбины	72,012	60,612
ИТОГО	107,493	91,475

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.	<p>Исходя из результатов, принимаем окончательным вариант с ветротурбинами «<i>Vestas</i>», так как итоговые капиталовложения намного ниже, чем при использовании ветротурбин «<i>Siemens</i>».</p>			
	<p>9.2 Стоимость эксплуатации и технического обслуживания</p> <p>Стоимость эксплуатации и технического обслуживания (ЭО) является сочетанием фиксированных (Евро/МВт) и переменных (Евро/МВт·час) затрат. Эти затраты могут измениться со временем, поскольку компоненты стареют, изнашиваются или надежность установки стабилизируется.</p> <p>Размер ветротурбин, то есть габарит ветротурбины – существенный параметр, определяющий затраты на ЭО, так как ресурсы, используемые для планово-профилактических ремонтов фактически не зависят от габарита ветротурбины. С другой стороны, большие ветротурбины имеют большие производственные потери в случае аварии, что повышает требования к обеспечению высокой надежности ветротурбин.</p> <p>Изучение стоимости ЭО для оффшорной зоны (включая техническое обслуживание инфраструктуры парка, гражданские конструкции и т.д.) показывает, что диапазон цен будет:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Профилактическое техническое обслуживание: 3–6 Евро/МВт ▪ Внеплановое техническое обслуживание: 5–10 Евро/МВт <p>Принимая худший вариант оценки, получаем общую стоимость ЭО – 16 Евро/МВт.</p> <p>Для данного проекта достаточно осторожная оценка стоимости ЭТ, основанная на существующем опыте, была бы приблизительно 10 Евро/МВт·ч, учитывая:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ выбор довольно большого типа ветротурбин, мощностью 3.0 МВт ▪ близость ветропарка к берегу, уменьшающая транспортные затраты и длину кабеля ▪ отсутствие строительства морской трансформаторной платформы ▪ относительно защищенные условия Балтийского моря по сравнению, например, с Северным морем ▪ более низкая стоимость средств технического обслуживания в Калининграде по сравнению, например, с Великобританией или Данией. <p>Вероятно, что стоимость может быть немного выше, скажем 10-12 Евро/МВт, в начальной фазе эксплуатации (год 1–5), где поставщик ветротурбины ответственен за ЭО, поскольку поставщик должен больше полагаться на обученный иностранный технический персонал. Это, конечно, также в значительной степени зависит от показателей надежности / интенсивности отказов ветротурбин.</p> <p>Основанное на опыте компании «<i>Ramboll</i>» [19], распределение стоимости на ЭО приведено на рисунке 9.1.1:</p>			
Справ. №				
Подпись и дата				
Инв. № дубл.				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
БР-13.03.02-071202507 ПЗ				Лист
				43



Рисунок 9.1.1 – Распределение стоимости на ЭО

Данное распределение очень сильно зависит от местного состояния морского дна, поскольку дополнительный размыв может увеличить затраты на ЭО фундаментов и кабелей.

Если контракт по ЭО на первые 5 лет выделен как часть гарантийного договора с поставщиком ветроэнергетических турбин, то стоимость ЭО будет зафиксирована на уровне, зависящем от текущих цен для ЭО на рынке, включая оплату за риски, принятые продавцом ветроэнергетической турбины, которые могут дать немного более высокие стоимости, чем указано выше.

Другие затраты в фазе эксплуатации:

- аренда земли для кабельных трасс и трансформаторной подстанции
- экологическая программа контрольной проверки
- расходы на подключение к сети электросистемы
- страховые отчисления

Эти затраты не рассматриваются в качестве препятствия для выполнимости ветропарка, но должны быть исследованы, как часть разработки детальной финансовой сметы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

44

Заключение

Мною была спроектирована ветроэлектростанция морского базирования мощностью 60 МВт. Она состоит из 20 ветротурбин V112–3,0 компании «Vestas», расположенных в один ряд. Так как ветроустановки вырабатывают энергию на напряжении 0,69 кВ, то в каждой ВЭУ будет располагаться собственный повышающий трансформатор ТМ-4000/10. Каждые 10 установок подключены к собственной секции шин, расположенной в геометрическом центре ветропарка, всего 2 секции. Подключения ВЭУ к обеим секциям выполнено по радиальной схеме.

Спроектированная ветроэлектростанция морского базирования будет востребована в ближайшем будущем. Она позволит получить Калининградской области дополнительный источник энергии, независимый от энергосистем соседних стран. ВЭС решает проблемы как с выработкой электроэнергии, так и с ее распределением. В долгосрочной перспективе (до 2030 года) морские ветропарки должны обеспечить 15–17,5% общемирового спроса на электроэнергию.

Перв. примен.						
Справ. №						
Подпись и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист
						45

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и оформлению документов учебной и научной деятельности. - Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60 с.
2. Возобновляемая энергетика : учеб. пособие / С.Н. Удалов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 607 с. + цв. илл. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 3.«Зелёная энергетика»/ Немецкое энергетическое агентство Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Regenerative Energien (Сектор возобновляемых видов энергии) , 2013г.
4. WindPACT Rotor Study/ D.J. Malcolm. – Washington: Global Energy Concepts LLC, 2004
5. <https:// knia.ru/digest/15054>
6. Ветрогенераторы компании «Vestas» V112-3.0 —[Электронный ресурс]:–Режим доступа: <http://www.alterenergy.info/equipment/wind-turbines/280-vestas-v112-3-offshore>
7. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2015. – 464 с., ил.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985 – 352с
9. ГОСТ 28249-93 Межгосударственный стандарт/ Методы расчета коротких замыканий в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ/ Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации – Минск, 1993. – 84 с.
10. Распределительное оборудование. LF [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.schneider.ru/catalog.aspx?ob_no=332&d_no=1139
11. Технические данные магистральных шинопроводов ШМА — [Электронный ресурс]:–Режим доступа:<http://www.alterenergy.info/equipment/wind-turbines/280-vestas-v112-3-offshore>
12. Измерительные трансформаторы тока/ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» — [Электронный ресурс]. – Екатеринбург, 2015. – Режим доступа: <http://www.cztt.ru>
13. Автоматические выключатели/ АО «Контактор» — [Электронный ресурс]. – Москва, 2017.– Режим доступа:<https://www.kontaktorg.ru/>
14. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
15. Кабель медный ПвПуг[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rekakabel.ru/kabel-silovoy-1-kv>

Перв. примен.					
Справ. №					
Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					БР-13.03.02-071202507 ПЗ
					46

Перв. примен.	<p>16. Крючков, И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов/ И.П. Крючков, В.А. Старшинов. .—М. : Издательский дом МЭИ,2012.— 568с.</p> <p>17. Тремясов , В. А. Проектирование электрических станций: учеб. пособие / В. А. Тремясов. – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – 286 с.</p> <p>18. Заземление и молниезащита на Zandz.ru—[Электронный ресурс]: –Режим доступа: http://www.zandz.ru/biblioteka/kak_ustroena_molniezashita_vetryaka.html</p>																	
	Справ. №	<p>19. Возобновляемые источники энергии и смягчение воздействия на климат . – Межправительственная группа экспертов по изменению климата, 2011 г</p> <p>20. Основные данные повышающих трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://forca.ru/spravka/spravka/osnovnye-dannye-povyshayuschih-transformatorov.html</p>																
Подпись и дата		Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 50%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">БР-13.03.02-071202507 ПЗ</td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">Лист 47</td> </tr> </table>												Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 47												

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

Справ. №

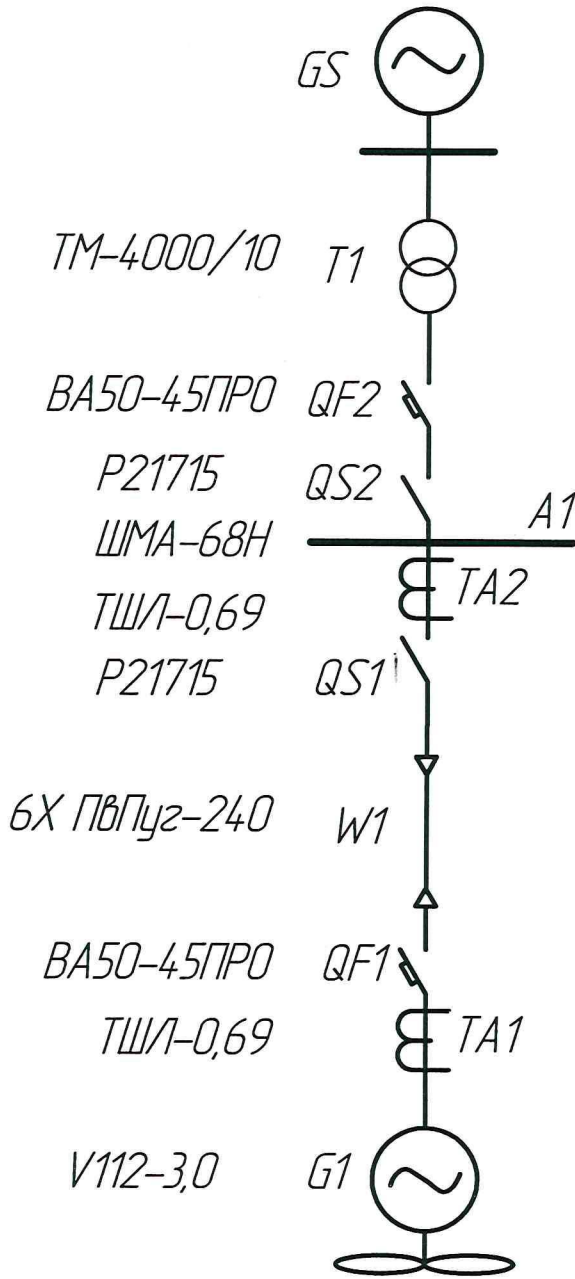
Подп. и дата

Инв. №

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Мацюк Д. А.	<i>[Signature]</i>	06.06.12
Пров.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Т.контр.				
Н.контр.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Утв.		Коваленко И. В.	<i>[Signature]</i>	

Электрическая
схема ВЗУ

Проект ветроэлектростанции
морского базирования

Лист	Масса	Масштаб
		δ/М
Лист	Листов	1

СФУ ПИЭС и ЭЭС

Копировал

Формат А4

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

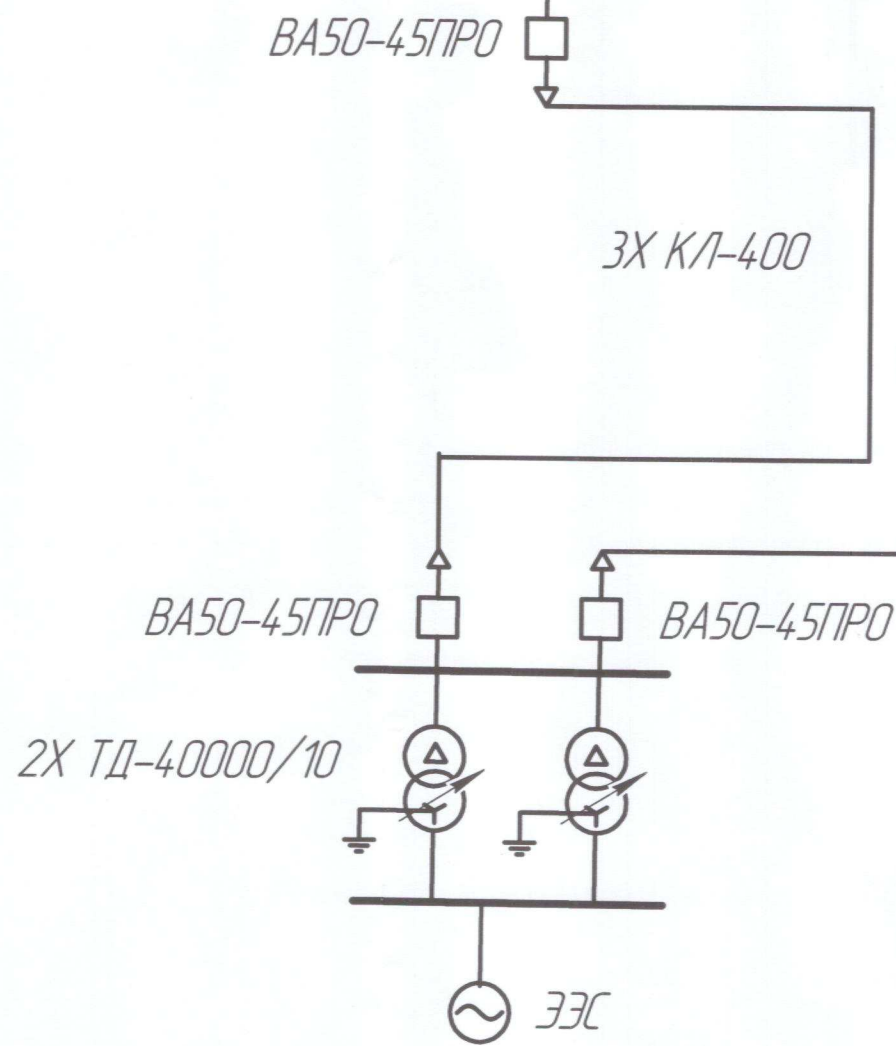
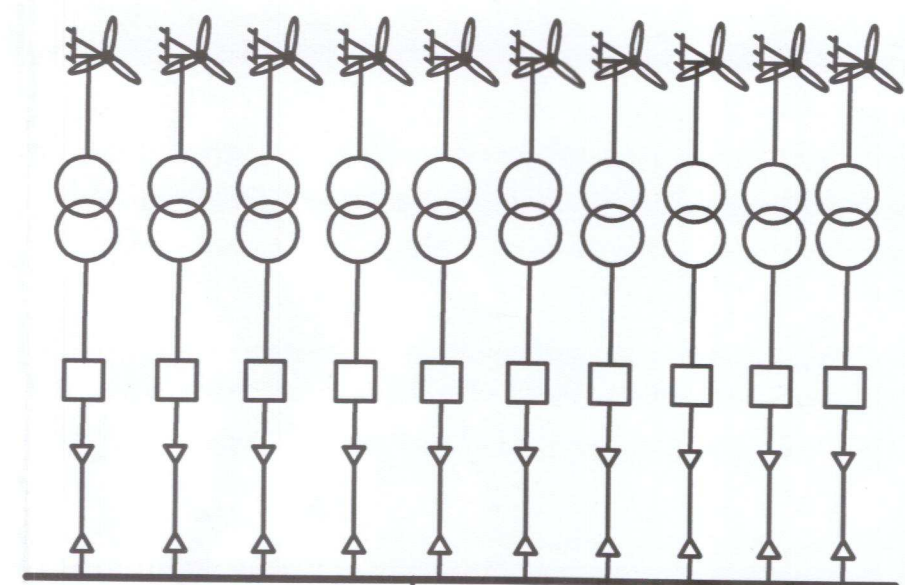
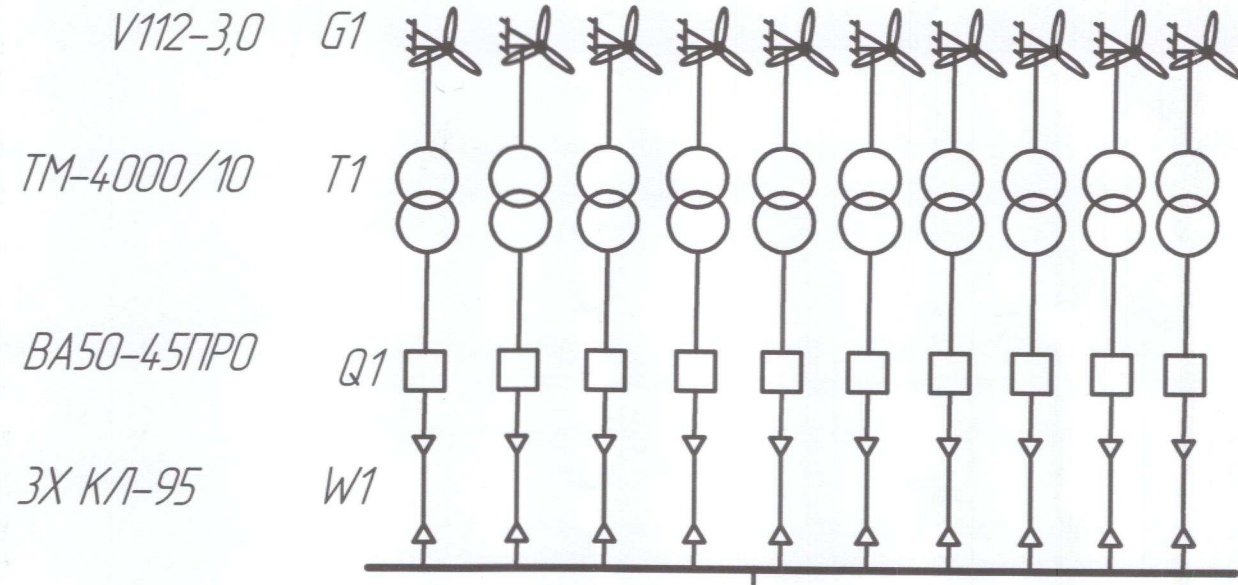
Справ. №

Подп. и дата

Инд. № дубл.

Подп. и дата

Инд. № подл.



				БР-13.03.02-071202507 ПЗ			
Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема соединения ВЭС с подстанцией	Лист	Масса	Масштаб
Разраб.	Мацюк Д. А.	<i>[Signature]</i>	06.06.13				1:1
Пров.	Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>		Проект ветроэлектростанции морского базирования	Лист	Листов	1
Т.контр.							
Н.контр.	Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>		Копировал			
Утв.	Коваленко И. В.	<i>[Signature]</i>		Формат А3			

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

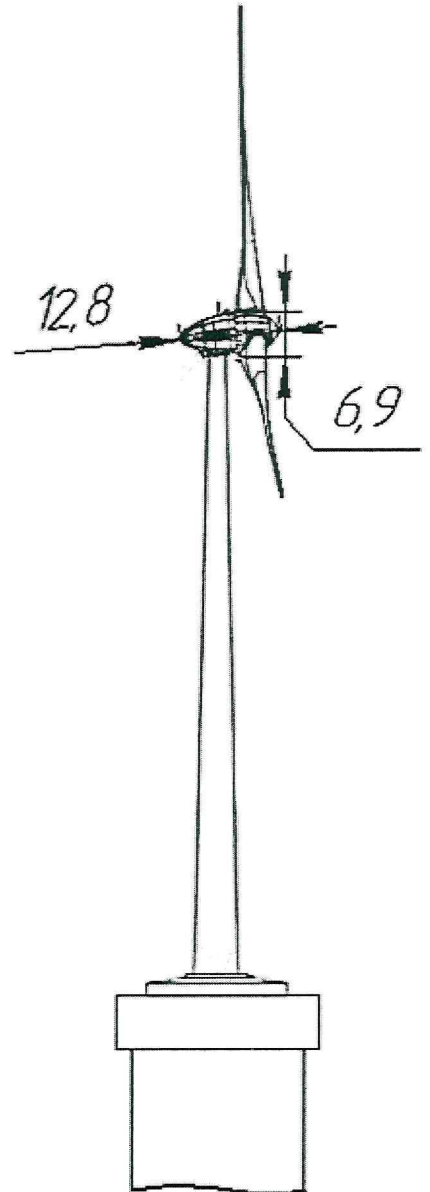
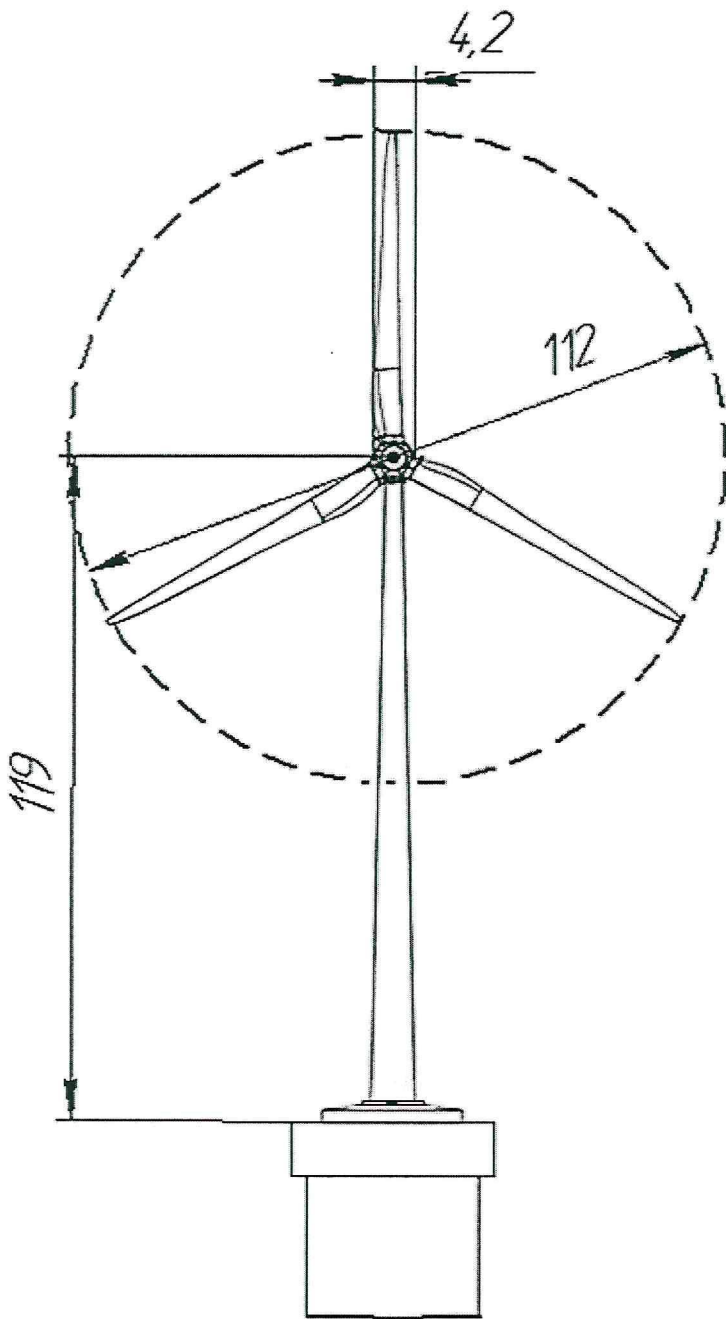
Дл.

Инв. №

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Мацюк Д. А.	<i>[Signature]</i>	26.06.17
Проб.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Т.контр.				
Н.контр.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Утв.		Коваленко И. В.	<i>[Signature]</i>	

Чертеж ВЭУ

Проект ветроэлектростанции
морского базирования

Лист	Масса	Масштаб
		δ/м
Лист	Листов	1

СФУ ПИЭС и ЭЭС

Копировал

Формат А4

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

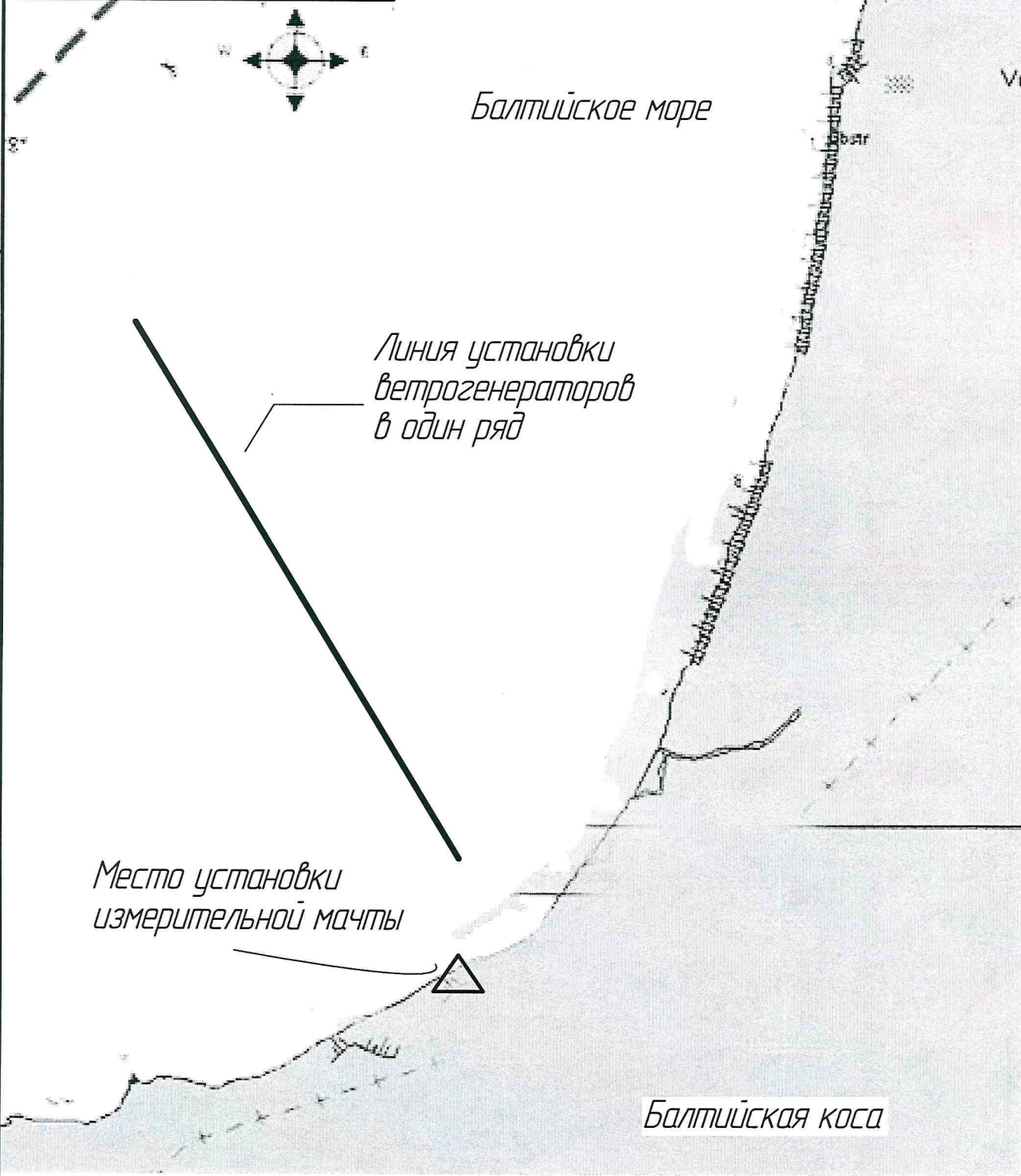
Вкл.

Инв. №

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



Балтийское море

Линия установки
ветрогенераторов
в один ряд

Место установки
измерительной мачты

Балтийская коса

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Изм.	Лист	№ док-м.	Подп.	Дата
Разраб.		Мацюк Д. А.	<i>[Signature]</i>	26.06.18
Пров.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Т.контр.				
Н.контр.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Утв.		Коваленко И. В.	<i>[Signature]</i>	

Схема расположения ВЭС
в Балтийском море

Проект ветроэлектростанции
морского базирования

Лит.	Масса	Масштаб
		δ/м
Лист		Листов 1

СФУ ПИЭС и ЭЭС

Копировал

Формат А4


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

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И. В. Коваленко


« 5 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Проект ветроэлектростанции морского базирования

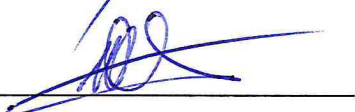
Руководитель



проф., канд. техн. наук

Тремясов В. А.

Выпускник



Мацюк Д. А.

Красноярск 2017

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

Политехнический институт

Кафедра «Электрические станции и электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

И. В. Коваленко

«15» 12 2016 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Мацюк Дмитрию Андреевичу
Группа ФЭ13-036 Направление 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника,
профиль Электрические станции
Тема выпускной квалификационной работы
«Проект ветроэлектростанции морского базирования»

Утверждена приказом по университету от 16.12.2016 г. № 17238/с

Руководитель ВКР В. А. Тремясов
канд.техн.наук, профессор кафедры "ЭСиЭЭС"

Исходные данные для ВКР: Мощность – 60 МВт, местоположение – окрестности
г. Балтийска Калининградской области, связь с энергосистемой на напряжении 10
кВ.

Перечень разделов ВКР: 1) Морская ветроэнергетика, 2) Разработка схемы под-
ключения ВЭС к энергосистеме, 3) Расчет электрической части, 4) Расчёт токов
КЗ, 5) Проверка оборудования на токи КЗ, 6) Расчёт молниезащиты, 7) Экономиче-
ская часть проекта

Перечень графического материала: 1) Электрическая схема ВЭУ, 2)Схема соеди-
нения ВЭС с подстанцией, 3)Чертеж ВЭУ и гондолы, 4) Схема расположения ВЭС
в Балтийском море.

Руководитель ВКР

Тремясов В. А.

Задание принял к исполнению

Мацюк Д.А.

«_10_» __12__ 2016 г.

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект ветроэлектростанции морского базирования» содержит 51 страниц текстового документа, 10 таблиц, 56 формул, 18 использованных источников, 4 листа графического материала.

ВЕТРОГЕНЕРАТОРЫ, ОБОРУДОВАНИЕ, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, МОЛНИЕЗАЩИТА, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВО, СТОИМОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Объект проектирования – Солнечная сетевая электростанция 5 МВт

Задачи:

- проектирование электрической части;
- выбор основного электротехнического оборудования;
- разработка схемы подключения ВЭС к энергосистеме;
- выбор электрических аппаратов и проводников;
- проектирование молниезащиты;
- оценка потребности в капиталовложениях;

В итоге была спроектирована ветроэлектростанция морского базирования мощностью 60 МВт, отвечающая всем необходимым требованиям.

					СФУ ПИ БР-13.03.02 ПЗ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПРОЕКТ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МОРСКОГО БАЗИРОВАНИЯ		
Разраб.		Мацюк Д. А.		15.06.17			
Провер.		Тремясов В. А.					
Н. Контр.		Тремясов В. А.					
Утверд.		Коваленко И. В.			Кафедра «ЭСиЭЭС»		
					Лит.	Лист	Листов
						2	51

Содержание

	Введение.....	5
	1 Морская ветроэнергетика.....	6
	1.1 Конструкции морских ВЭС.....	6
	1.2 Ветрогенераторы.....	7
	1.3 Конструкции фундаментов.....	11
	1.4 ВЭС в районе г.Балтийска Калининградской области.....	15
	1.4.1 Ветрогенераторы “Vestas”.....	15
	2 Разработка схемы подключения ВЭС к энергосистеме.....	17
	2.1 Расположение ветрогенераторов в море.....	17
	2.2 Выбор схемы подключения ВЭС к ЭЭС.....	18
	2.3 Выбор кабельных линий 10 кВ.....	19
	2.3.1 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ.....	19
	2.3.2 Выбор длины кабельных линий 10 кВ.....	21
	3 Электрическая часть ВЭС.....	22
	3.1 Электрическая схема и предварительный выбор оборудования.....	22
	3.2 Выбор трансформаторов.....	24
	3.3 Выбор кабеля.....	24
	3.4 Эквивалентная схема замещения.....	25
	4 Расчет параметров элементов схемы замещения.....	26
	4.1 Сетевой источник.....	26
	4.2 Параметры трансформатора.....	27
	4.3 Параметры автоматические выключатели.....	27
	4.4 Параметры ветрогенератора.....	28
	4.5 Параметры кабелей.....	28
	5 Расчет тока короткого замыкания в точке К1.....	28
	6 Расчет тока трехфазного короткого замыкания в точке К2.....	32
	7 Выбор и проверка основного оборудования на токи короткого замыкания.....	35
	7.1 Проверка автоматических выключателей на действие токов короткого замыкания.....	35
	7.1.1 Проверка автоматического выключателя типа ВА50-45ПРО(ПРОТОН 40).....	36
	7.2 Проверка рубильников на действие токов короткого замыкания.....	37
	7.2.1 Проверка рубильников типа Р2715.....	38
	7.3 Проверка трансформатора тока на действие тока короткого замыкания.....	38
	8 Расчет молниезащиты ВЭУ.....	39
	9 Экономическая часть.....	41
	9.1 Капиталовложения в строительство морского ветропарка.....	42
	9.2 Стоимость эксплуатации и технического обслуживания.....	43

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

3

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

зам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Из	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
----	-----	----------	--------	-----

Перв. примен.	Заключение.....				45
	Список использованных источников.....				46
	Приложение А Электрическая схема ВЭУ.....				48
	Приложение Б Схема соединения ВЭС с подстанцией.....				49
	Приложение В Чертеж ВЭУ.....				50
Приложение Г Схема расположения ВЭС в Балтийском море.....				51	
Справ. №					
Инв. № подл.					
Подпись и дата					
зам. инв. №					
Инв. № дубл.					
Подпись и дата					
БР-13.03.02-071202507 ПЗ					Лист
Из	Лис	№ докум.	Подпис	Дат	4

Перв. примен.	<h1>1. Морская ветроэнергетика</h1> <p>Оффшорные ветротурбины имеют огромный потенциал. В долгосрочной перспективе (до 2030 года) морские ветропарки в Германии должны покрывать до 15% потребности страны в электроэнергии. В соответствии с планами немецкого правительства их установленная мощность должна составить до 25000 МВт. Практически все изготовители турбин в настоящее время заняты разработкой и производством новых, более крупных и, следовательно, более рентабельных оффшорных ветроустановок нового поколения мощностью до 6 МВт каждая. Использование морской ветроэнергетики является важной составляющей общемировых усилий по замедлению процесса изменения климата.[2]</p> <p>К отрицательным факторам оффшорной ветроэнергетики относятся высокие капитальные вложения, затрудненная доступность и высокие затраты на техобслуживание и текущий ремонт. Кроме того, окружающие условия на море более суровы, а именно значительное корродирование от воздействия соленой воды и дополнительные нагрузки от волн и льда. И несомненно, что строительство в открытом море имеет большие сложности.</p> <p>Несмотря на трудности развертывания ВЭС в открытом море, этот подход содержит в себе большие перспективы для увеличения выработки электроэнергии с использованием ветродвигателей. В Европе и в восточных районах США величина располагаемого для развертывания ветродвигателей пространства в несколько раз больше, чем для наземных двигателей. Значительная часть будущего прироста установленной мощности ВЭУ в Европе будет, по всей вероятности, происходить на море.</p>				
	Справ. №	<h2>1.1 Конструкции морских ВЭС</h2> <p>Оффшорные ветротурбины обладают по сравнению с наземными рядом преимуществ. Размер наземных ветродвигателей ограничивается пределами функциональных возможностей имеющегося в распоряжении транспортного и строительного оборудования. Проблемы транспортировки и строительства смягчаются в открытом море, где размер и грузоподъемность морского корабельного погрузочно-разгрузочного оборудования все еще превосходят требования, предъявляемые для установки мегаваттных ВЭУ. На суше зрительное впечатление от крупных ветродвигателей населенных районах может быть отрицательным. На значительном удалении от берега обременение зрительного восприятия снижается до минимума, и ветродвигатели могут быть крупнее, обеспечивая, таким образом, увеличение суммарной установленной мощности на единицу площади.[3] В открытом море требуется меньше затрат на снижение излучения ветротурбиного шума, борьба с которым увеличивает стоимость наземных ВЭУ. Кроме того, на море ветры</p>			
Подпись и дата		Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.
Подпись и дата					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<p style="text-align: center;">БР-13.03.02-071202507 ПЗ</p> <p style="text-align: right;">Лист 6</p>

Перв. примен.	<p>имеют тенденцию дуть сильнее и с большим постоянством. Поэтому объем выработки электроэнергии там примерно на 40% выше, чем на суше. Более сильный ветер так же означает меньший износ компонентов ветродвигателя.</p> <p>На оффшорной подстанции повышается напряжение системы, и по заглубленному подводному кабелю энергия передается на берег, где другая подстанция обеспечивает дальнейшее увеличение напряжения для передачи к потребителям электроэнергии.</p> <p>Возрастающая сложность строительства и эксплуатации ВЭУ в открытом море начала привносить более интенсивные режимы управления, заимствованные от судостроительной промышленности и промышленности морских сооружений. Морские конструкции установок должны быть крупнее в том, что касается как размера двигателя, так и масштаба конструкции с тем, чтобы возместить дополнительные затраты на поддерживающие двигатель конструкции на морском дне и систему кабелей. Кроме того, динамику конструкции ветродвигателя и ее усталостные нагрузки для морских условий рассчитать значительно труднее. Все эти сложности добавляют неопределенность и увеличивают затраты, которые должны быть уменьшены за счет поддержки государства.</p> <p>Ряд вариантов конструкции ВЭУ с ограниченным использованием на суше может обеспечить возможность снижения затрат на оффшорные конструкции. Исследования показали, что высокие окружные скорости концов лопастей и уменьшенные их хорды могут снизить нагрузку на всю конструкцию ветродвигателя и сократить затраты. Применение таких конструкций на суше ограничено вследствие издаваемого ими шума, а установки в открытом море обычно свободны от таких ограничений. Согласно результатам исследований, проведенных по программе «WindPact» [4], эти усовершенствования могут снизить стоимость выработки электроэнергии на величину вплоть до 15%. Путем модификации конструкции с высокими окружными скоростями концов лопастей можно дополнительно снизить затраты.</p>															
Справ. №																
Подпись и дата																
Инв. № дубл.																
Взам. инв. №																
Подпись и дата	<p>1.2 Ветрогенераторы</p> <p>Ветровые генераторы с горизонтальной осью вращения позволяют использовать большую часть ветряной энергии. Из-за высокой эффективности ветровых генераторов с горизонтальной осью вращения по сравнению с другими моделями, на сегодняшний день такие ветровые генераторы занимают 85% рынка ветровых генераторов в мире.</p> <p>Современные оффшорные ВЭС располагаются на воде очень малой глубины – от 5 до 12 м. Производители ветротурбин использовали конструкции стандартных наземных турбин, модернизировали их электрические системы управления и системы борьбы с коррозией для приспособления к мор-</p>															
Инв. № подл.	<table border="1" data-bbox="159 1971 686 2089"> <tr> <td>Изм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p style="text-align: right; margin-right: 50px;">БР-13.03.02-071202507 ПЗ</p> <table border="1" data-bbox="1436 1971 1532 2089"> <tr> <td>Лист</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">7</td> </tr> </table>				Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						Лист	7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата												
Лист																
7																

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ским условиям и установили их на бетонные основания (стальные монолитные сваи) для якорного крепления к морскому дну.[3]

Основные элементы ветровых генераторов пропеллерного типа:

- Ветровое колесо;
- Редуктор ветрового генератора;
- Приводной вал ветрового генератора;
- Рабочая машина ветрового генератора;
- Тормозная система ветрового генератора;
- Электрическое оборудование;
- Нагревательные системы и системы против обледенения.

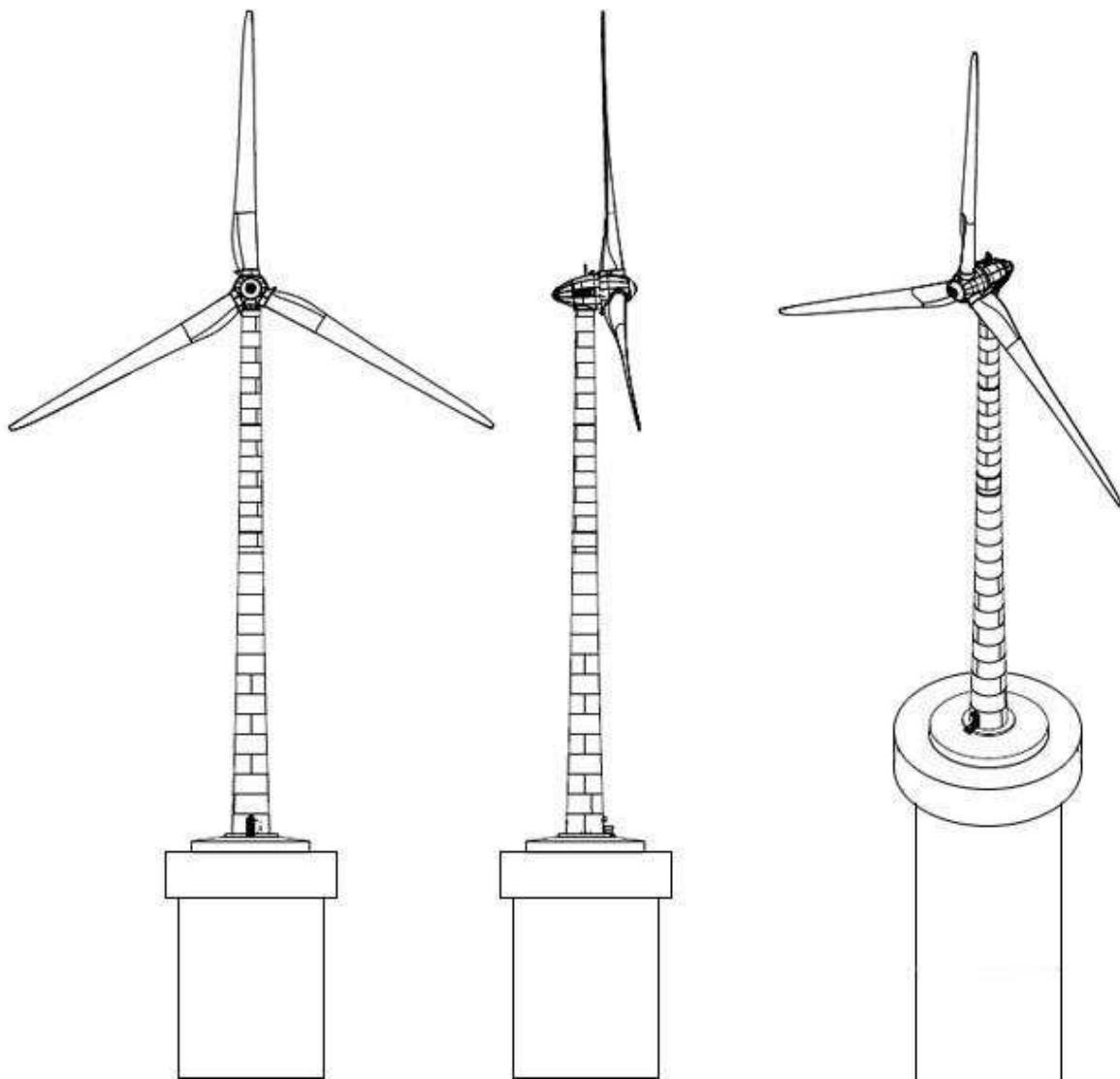


Рисунок 1.2.1 – Оффшорный ветрогенератор с горизонтальной осью вращения

Ветровое колесо генератора состоит из 2 или 3 лопастей. Лопасти ветрового колеса крепятся на валу ступицы и служат для преобразования им-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.
Справ. №

пульса или скоростного напора ветра, набегающего на ветровое колесо ветрового потока во вращательный момент вала ветрового генератора.



Рисунок 1.2.2 – Основные элементы в гондоле ветровой турбины

Подпись и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

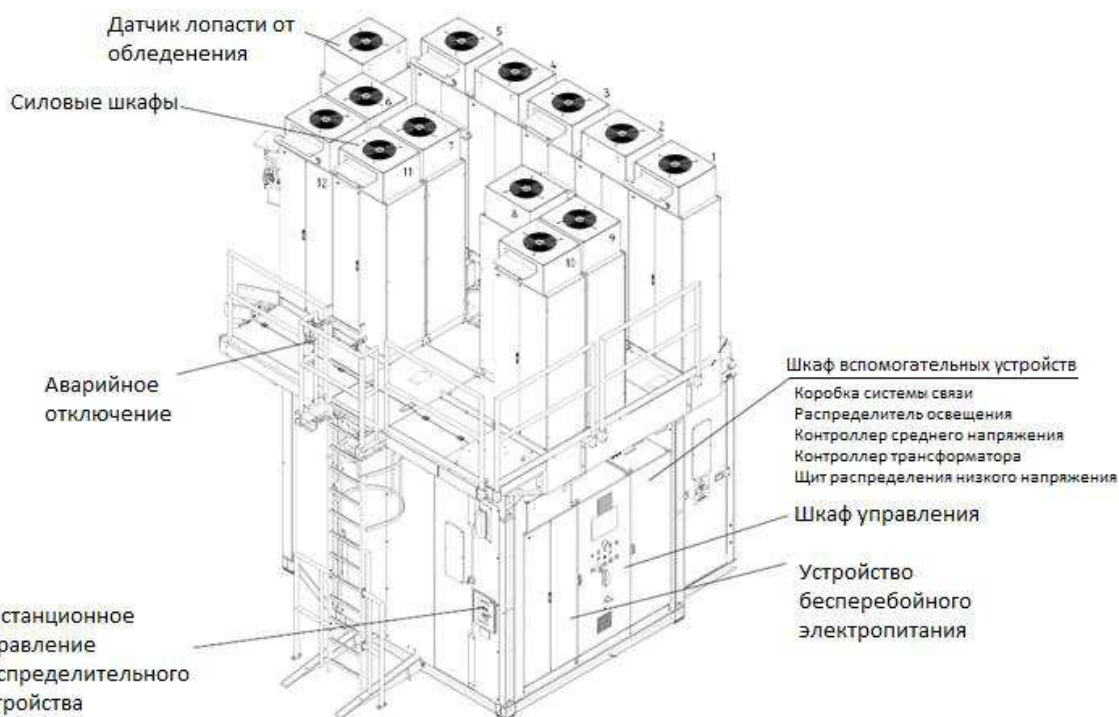


Рисунок 1.2.3 – Основной модуль управления ветровым генератором

Основной модуль управления ветровой турбиной расположен в башне турбины. Модуль включает в себя шкаф дистанционного управления сило-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

Справ. №

Датчики
вспомогательного
распределительного
ротора

Токосъемник

Конденсаторный
блок ротора

Мотор регулирования
лопастей

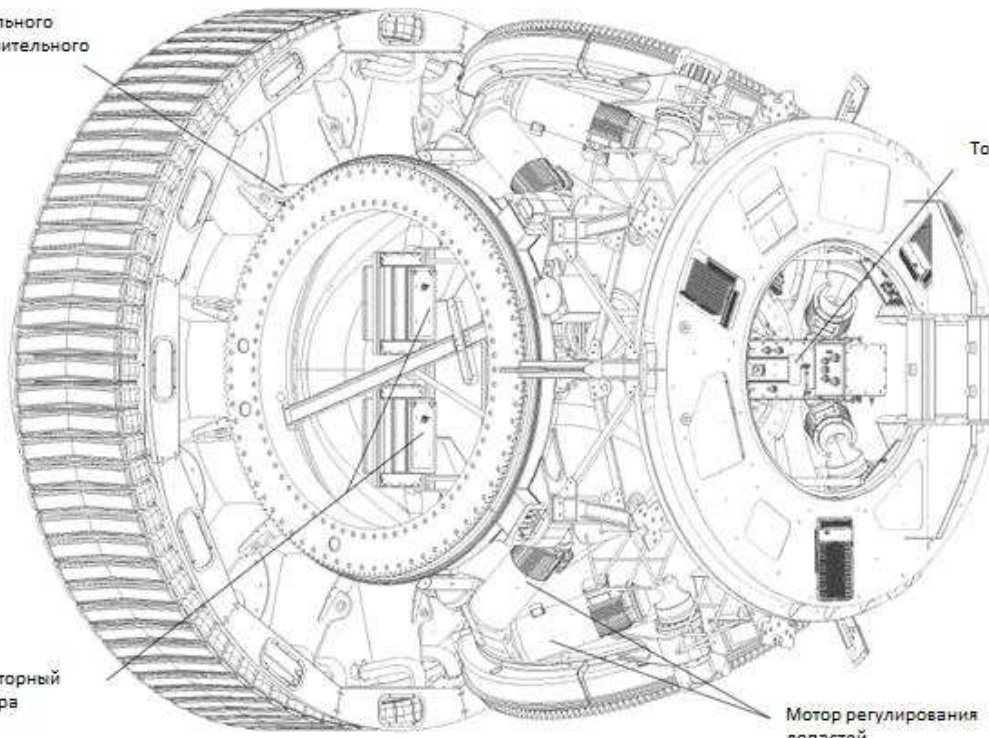


Рисунок 1.2.5 – Монтажное гнездо ветроколеса

Монтажное гнездо предназначена для закрепления на ней лопастей. При монтаже всей конструкции ветроустановки, после установки башни турбины, на верхней части к гондоле прикрепляют монтажное гнездо, оно и является втулкой, сердцевинной ветроколеса. Лопастя собираются на земле и потом при помощи подъемного крана поднимаются вверх и крепятся на монтажное гнездо при помощи болтов. В монтажном гнезде находится мотор регулирования лопастей, которое регулирует поворот лопастей. Так же в ней находятся датчики контроля лопастей от обледенения.

Ветровые агрегаты с расположением оси вращения в горизонтальном положении в мировой ветроэнергетике применяются больше остальных. Сколько сравнений делалось с вертикальными установками, во многом из них делались заключения, что ветровые установки с вертикальной осью вращения эффективные, но, несмотря на это, используя мегаваттные установки с горизонтальной осью вращения, можно получать больше электрической энергии и покрывать потребности в электроэнергии.

1.3. Конструкции фундаментов

Фундамент – часть опорной конструкции ВЭУ, которая сообщает морскому дну нагрузки, воспринимаемые всей конструкцией.

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

11

Перв. примен.	<p>Фундаменты установок морского и сухопутного базирования значительно отличаются друг от друга в техническом и экономическом плане. Фундаменты для установок на шельфе могут состоять из бетона, стальных свай и многоопорных конструкций. Опыт эксплуатации нефтяных платформ показывает, что коррозия в открытом море не является главной проблемой и при электрической защите от коррозии такой фундамент может прослужить более 50 лет. На выбор типа фундамента влияет много факторов: глубина, течения, высота волны, воздействие льда и все они очень важны. При таком виде фундамента, как бетонный короб, установка фиксируется на морском дне весом</p>						
Справ. №	<p>самого фундамента (рис. 1.3.1, а). Этот метод позаимствован у строителей мостов. Погружной короб изготавливается в сухом доке из стали и бетона, транспортируется к месту установки и после погружения заполняется гравием и песком. Преимуществом таких бетонных коробов является большое сопротивление при подвижке льдов. К недостаткам следует отнести высокую стоимость при больших глубинах. Такие фундаменты опробованы только на мелководье (глубина меньше 10 м), на больших глубинах ее применение экономически нецелесообразно.[2]</p> <p>Следующий вид – это односвайные конструкции из стали, которые являются самым простым видом оснований на шельфе (рис. 1.3.1, б). Они состоят из стальной трубы, которая вбивается в морское дно. Этот метод особенно целесообразен для установок класса от 2-х до 3-х МВт при глубине около 20 метров и для класса от 3-х до 5-и МВт при глубине около 15 м. Они устанавливаются относительно просто и быстро с использованием копра для забивания свай. В процессе производства работ возникает сильный шум, который может нанести вред морским млекопитающим, например дельфинам и морским свиньям. Эта проблема может быть частично решена за счет уменьшения времени беспокойства животных и применения антишумовых мероприятий. При каменистом дне такие конструкции не находят применения.</p> <p>Также фундамент может быть в виде ферменной конструкции (рис. 1.3.1, в). Такие сооружения имеют решетчатую структуру, применяются на больших глубинах (более 20 м) и для ветрогенераторов с установленной мощностью менее 5 МВт. Этот метод применяется при сооружении буровых платформ. Башня ВЭУ связывается с рамной конструкцией, выполненной из труб, и распределяет нагрузку на несколько ног или на решетку, которые крепятся или к коробу, или к сваям. Для свайного закрепления может применяться меньшее сечение, чем при односвайном, что делает процесс забивания свай значительно проще.</p> <p>Существует, так называемый, баккет-фундамент (от англ. bucket – ведро) представляет собой стальной стакан, перевернутый вверх дном. Этот ста-</p>						
Подпись и дата							
Инв. № дубл.							
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ <table border="1" style="float: right; margin-top: 10px;"> <tr> <td data-bbox="1452 1971 1532 2016">Лист</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1452 2016 1532 2089">12</td> </tr> </table>	Лист	12
Лист							
12							

кан устанавливается на морское дно, а потом из него откачивают воздух. Созданный вакуум втягивает стакан в морское дно. Баккет-фундамент используется только при однородных грунтах. Для его установки не требуется забивка свай. Поэтому такой метод более щадящий для окружающей среды. После окончания срока службы фундамент очень легко демонтируется с помощью подачи в стакан сжатого воздуха[2]

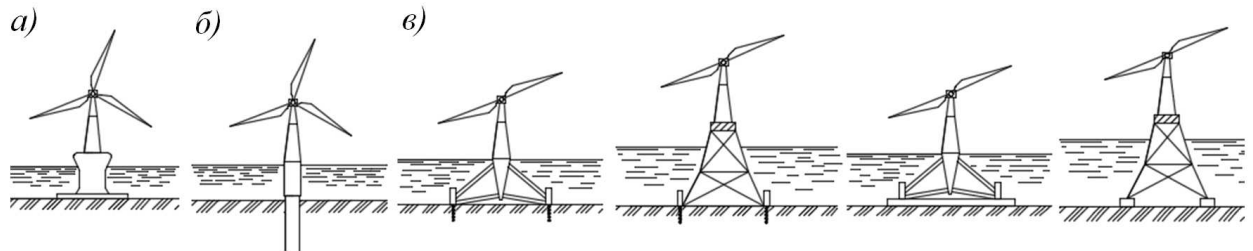


Рисунок 1.3.1 - Некоторые типы фундаментов под ВЭУ: а) бетонный короб; б) односвайное основание; в) основания в виде треног и ферменных конструкций

По мере того как будут разрабатываться мелководные места установки ВЭУ, оффшорная ветроэнергетика будет продвигаться на более глубокую воду, что потребует наличия иных конструкций для поддержки ветротурбин. Предполагается разработка более усложненного треного подводного или ферменного мачтового устройства для закрепления придонных систем. Прогресс в конструкции установок ветротурбин по мере увеличения глубины воды иллюстрируется на рис. 1.3.2

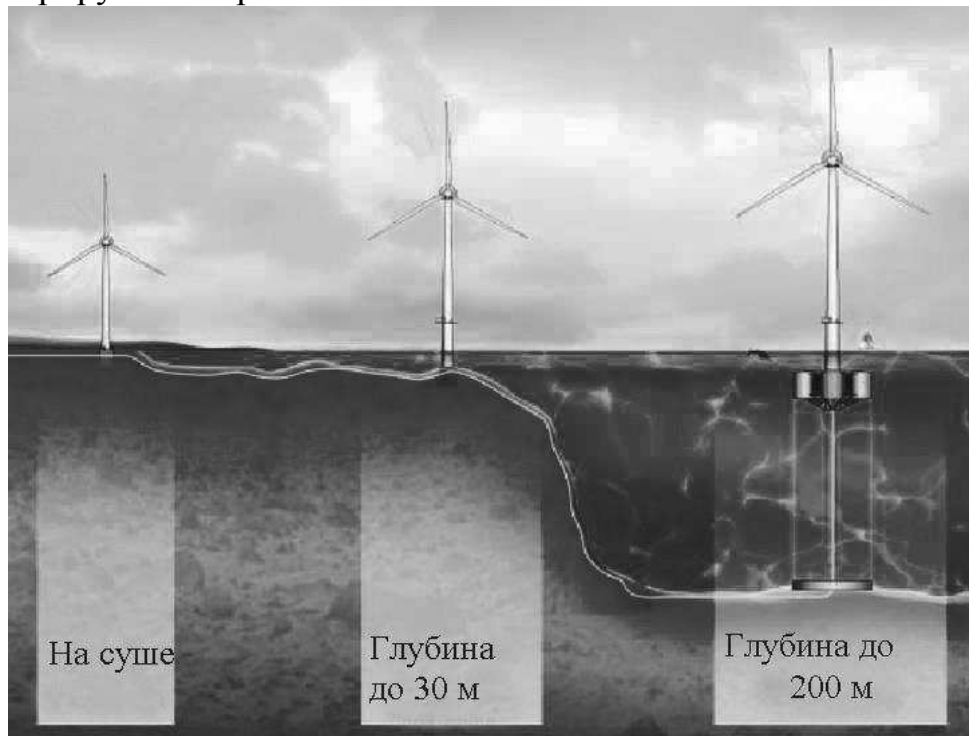


Рис. 1.3.2 – Прогресс в конструкции установок ветротурбин на глубине воды

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Перв. примен.	<p>Глубоководная технология потребует более широкой программы разработки плавучих платформ вследствие дополнительной сложности их динамики и других условий конструирования на более открытых и отдаленных от берега местах. В практике строительства широко применяется плавающие конструкции. При глубине более 50-ти метров тяжело создать сооружение, жестко закрепленное за грунт, и поэтому была предложена идея использования плавучих сооружений. Плавающий корпус закрепляется за дно с помощью тросов и якорных устройств. Плавучие конструкции уже успешно используются в судостроительной и морской нефтедобывающей промышленности, накоплен немалый опыт эксплуатации таких сооружений. При внедрении такой технологии в строительство морских ветропарков следует учитывать то обстоятельство, что на сооружение будут действовать значительно большие силы.</p> <p>По существу, плавучая конструкция заменит стальные монолитные сваи или бетонные основания. Дополнительные капитальные затраты на ВЭУ не будут существенно выше затрат на современные, приспособленные для морских условий, ветродвигатели на мелководье. Поэтому экономика глубоководных ВЭУ будет определяться главным образом дополнительными затратами на создание плавучей конструкции и системы распределения электроэнергии. Плавучая конструкция должна обеспечить достаточную по величине плавучесть для поддержки веса ветродвигателя и ограничения всех видов качки (бортовой, килевой и вертикальной), вызванной силами ветра и волн.</p> <p>Для установки ВЭУ на глубокой воде (рис. 1.3.3) ветродвигатель и башня будут такими же, как и для мелководья, но с надбавкой по затратам на 11 % выше по сравнению с затратами на наземный вариант из расчета необходимости приспособления к морским условиям. Главное различие в затратах на базирование ветродвигателей на глубокой воде и мелководье вызвано более высокими расходами на плавучую платформу и дополнительную прокладку кабелей для глубоководных участков моря. Системы с использованием устройств якорного крепления обладают преимуществом в способности погружения в воду значительной части конструкции для предельного уменьшения действия волн наряду с сохранением высокой устойчивости платформы. В одноколонной платформе с натяжным креплением применяется цилиндрическая цистерна плавучести с вертикально расположенной осью, как показано на рис. 1.3.3, а. Верхняя поверхность цистерны погружена на 15 м ниже среднего уровня воды.</p> <p>Трехплавковая конструкция платформы включает три цистерны плавучести диаметром 8 м и высотой 24 м, из которых 12 м погружены в воду. Цистерны расположены в вершинах равностороннего треугольника с интервалами 68 м. Они соединены стальными конструкционными балками и стяжками, а башня ВЭУ закреплена в центре (рис. 1.3.3, б).</p>					
Справ. №						
Подпись и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 14

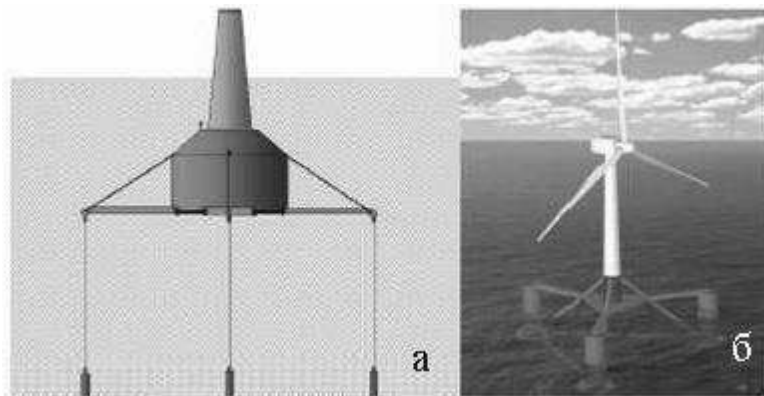


Рис. 1.3.3. – Способы крепления ВЭУ на глубокой воде:
а – плавучая платформа с натяжным вертикальным якорным креплением; б – трехпоплавковая голландская конструкция

1.4 ВЭС в районе г.Балтийска Калининградской области

В Калининградской области существуют трудности как с выработкой электроэнергии, так и с ее распределением. Самый мощный в регионе источник генерации электроэнергии на сегодняшний день – это Калининградская ТЭЦ-2. Ее мощность 875 МВт, топливо – газ, среднесуточное потребление – 4,5-4,6 млн кубометров. Из тепловых станций есть еще Гусевская ТЭЦ мощностью 15,5 МВт, ТЭЦ-1 (22,5 МВт) и ГРЭС-2 (20,8 МВт). Незначительный вклад в общее производство электроэнергии вносят также три гидроэлектростанции и Зеленоградская ветровая электростанция. [5]

В итоге установленная мощность всей энергосистемы Калининградской области 941 МВт. Этого хватает для обеспечения текущей потребности региона в электроэнергии. Однако в случае аварии или остановки станций на плановый ремонт заместить выпавшие мощности область самостоятельно не сможет. Поскольку энергосистема Калининградской области не сообщается напрямую с российской, она ощутимо зависит от энергосистемы соседних государств - например, связана с литовской шестью воздушными линиями: тремя по 330 кВ и тремя по 110 кВ. А все это вместе создает главную энергетическую проблему эксклава – отсутствие безопасности. [5]

В рамках данного дипломного проекта является проектирование ветроэлектростанции морского базирования, в районе г. Балтийска.

1.4.1 Ветрогенераторы «Vestas»

Ветропарк будет состоять из 20 турбин компании «Vestas»
Параметры которых представлены в таблице 1.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Перв. примен.

Справ. №

Таблица 1 – Технические характеристики ветротурбины компании «Vestas»

Тип ВЭУ	Диаметр ротора, м	$P_{GBЭУ}$, кВт	U_n , кВ	X_d	T_a , с
V112-3,0	112	3000	0,69	0,15	0,012



Рисунок 1.4.1.1 – Ветрогенератор «Vestas»

V112-3,0 – это «классическая» технология ветроэлектрических машин. Ветровое колесо состоит из трех лопастей. Лопасти прикреплены к оси через механизм поворота лопастей («pitch-систему»). Энергия вращения от ветроколеса к генератору передается через мультипликатор или коробку передач (в зависимости от модели). Между ветроколесом и электрогенератором имеется геометрическое замыкание при передаче усилия между ротором и генератором, т.е. скорость вращения генератора напрямую зависит от скорости вращения ветроколеса. Для поддержания стабильной частоты на выходах генератора используются асинхронные электрогенераторы, по своей конструкции схожие с асинхронными генераторами с фазным ротором, но имеющие некоторые конструктивные особенности, продиктованные условиями эксплуатации ветроколеса.[6]

Регулирование мощности ветроколеса при сильном ветре осуществляется за счет поворота лопастей. Уменьшение угла атаки по отношению к направлению ветра позволяет уменьшать мощность ветроколеса. Подстройка по напряжению осуществляется за счет флюгера, расположенного на вершине башни.

К недостаткам данной ВЭУ следует отнести и выходное напряжение генератора на 690 В, что является нестандартным напряжением для Россий-

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

ских сетей. Для внедрения подобных ВЭУ потребуется специальный трансформатор, преобразующий напряжение генератора в напряжение сети.

2. Разработка схемы подключения ВЭС к энергосистеме

2.1. Расположение ветротурбин в море

Ветрогенераторы будут располагаться вблизи города Балтийска на глубине 5-12м. Это позволит использовать в качестве фундамента односвайные конструкции. Схематично расположение ВЭС представлено на рисунке. Для более точного расположения необходимо провести следующие работы по сбору исходных данных:

- Предварительные аэрологические исследования ветропотенциала на основании долгосрочных метеонаблюдений.
- Проведение годовых метеорологических наблюдений для обоснования базового варианта расположения ВЭС.
- Предварительное согласование места размещения ВЭС и ее объектов инфраструктуры с уполномоченными организациями.
- Комплексные инженерные изыскания морского дна на площадках размещения ВЭС у г. Балтийска

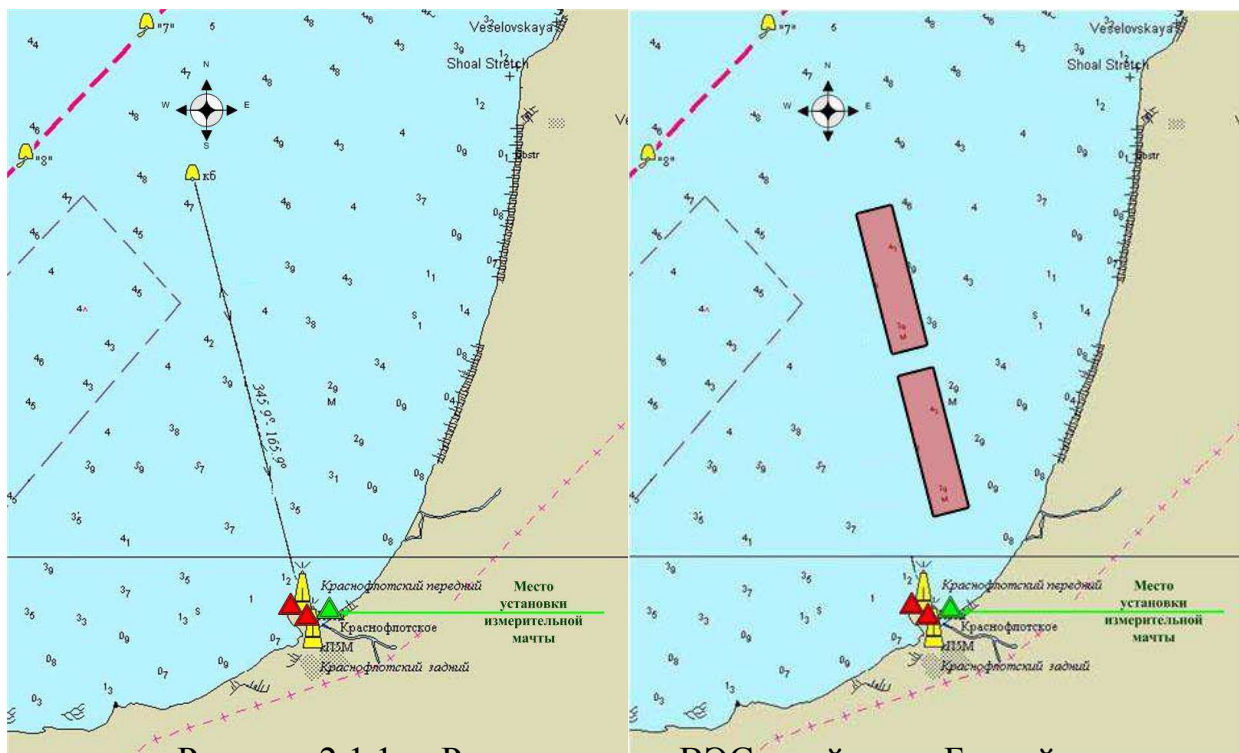


Рисунок 2.1.1 – Расположение ВЭС в районе г. Балтийск:
а– установка измерительной мачты; б – расположение ветроустановок.

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист
17

2.2. Выбор схемы подключения ВЭС к ЭЭС

Данный ветровой парк расположен в зоне, где обычно роза ветров бывает равномерной. Исходя из этого можно применить радиальную схему соединения с главной повышающей подстанцией. При этом присоединение к ближайшей электрической сети выполним кабельно-воздушным путем, потому что на территории ветропарка установка воздушных линий электропередач невозможно. При равномерной розе ветров расстояния между ветровыми агрегатами должно быть одинаковыми во всех направлениях. В этом случае расстояния между ветровыми турбинами может составлять 3-4 диаметра ветроколеса, потому что турбулентные следы, исходящие от ветроэлектрических установок, не будут влиять на работу расположенных по соседству установок.[2]

Ветрогенераторы будут располагаться в одном ряду. Схема соединения ветровых турбин, расположенные в одном ряду показано на рисунке 2.2.1.

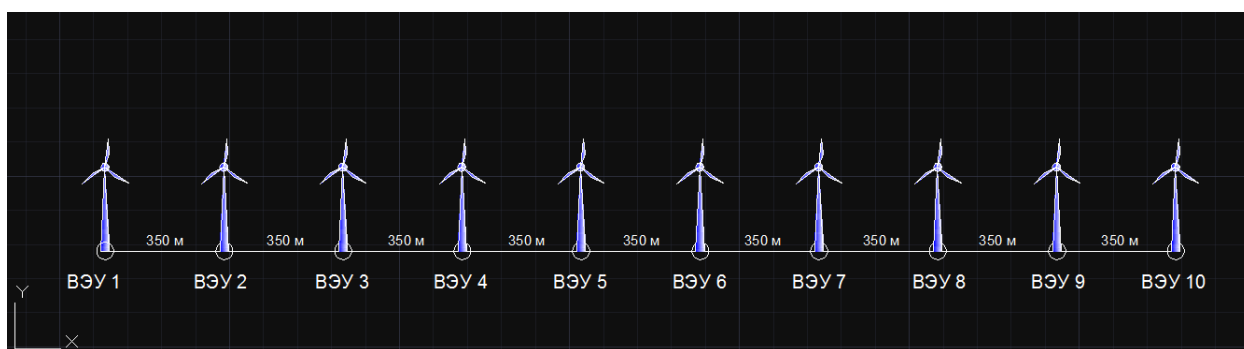


Рисунок 2.2.1 – Схема расположения ВЭУ в один ряд

На рисунке 2.2.1 изображена ветровая турбина мощностью 3,0 МВт, диаметром ветроколеса 112 метров с тремя лопастями, марки V112-3,0, изготовленная компанией «Vestas» (Дания). Минимальное расстояние принято в 3 диаметра ветроколеса, то есть $112 \times 3 \sim 350$ метров. Ветровая турбина марки V112-3,0 представлена на рисунке 1.4.1.1.

Окончательный вариант примем:

Ветропарк, состоящий из 20 ветроустановок, расположенных в один ряд, будет подключаться к двум секциям шин, расположенных в геометрических центрах ветропарка, по 10 ветрогенераторов на каждую. Подключения ВЭУ к обеим секциям выполняется по радиальной схеме. (рис. 2.2.2)

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Лист

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

18

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

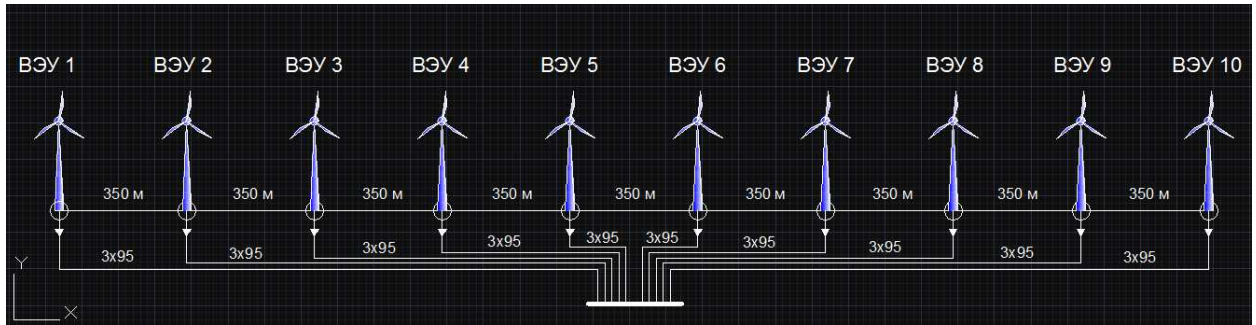


Рисунок 2.2.2 – Радиальная схема подключения ВЭУ к секции шин

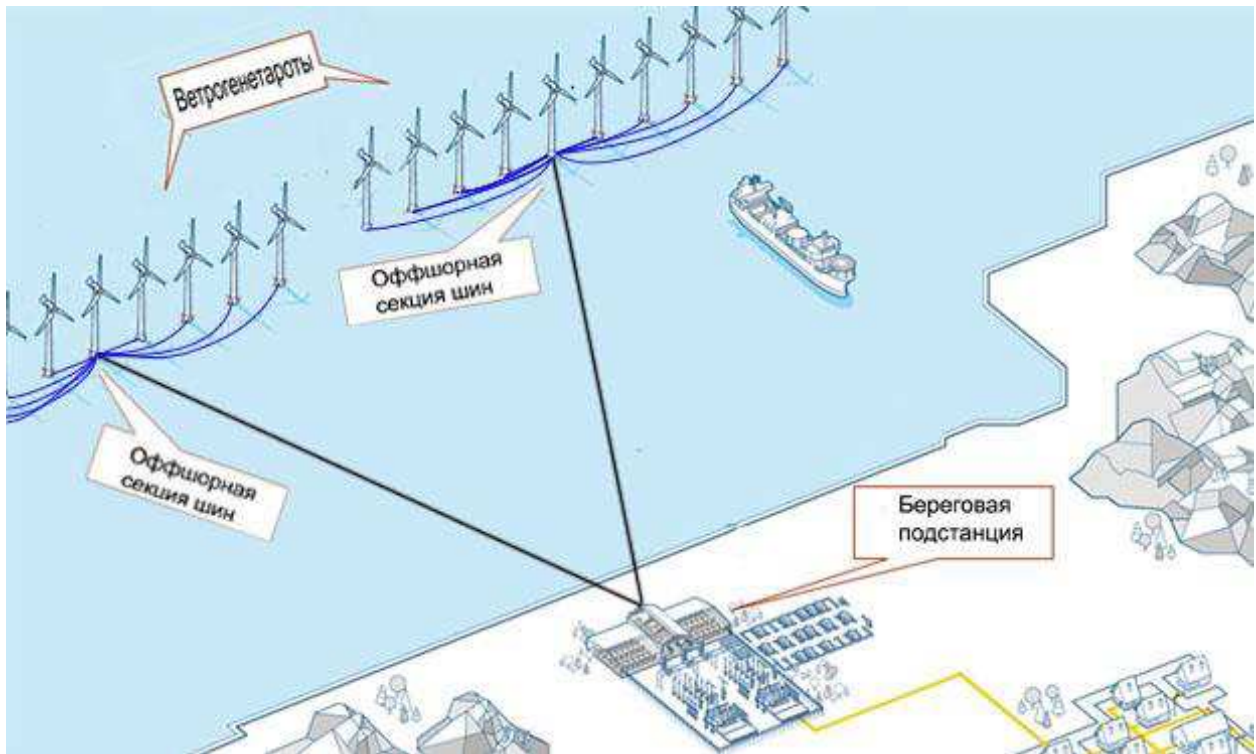


Рисунок 2.2.3 – План-схема размещения ветроэлектростанции

2.3 Выбор кабельных линий 10 кВ

2.3.1 Выбор сечений кабельных линий 10 кВ

Для выбранной схемы проведем выбор кабелей с медной жилой. Выдаваемая мощность одной ветровой установки $P = 3,0$ МВт. Коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,8$. Ветровая турбина имеет собственный повышающий трансформатор 0,69/10 кВ, расположенный возле башни ВЭУ. Расстояния между турбинами равно 350 метров. Номинальное напряжение линии $U_n = 10$ кВ. Ветровые установки расположены в одной линии.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Найдем полную мощность ветротурбины

$$S_{GBЭУ} = \frac{P_{GBЭУ}}{\cos \varphi} = \frac{3000}{0,8} = 3750 \text{ кВА} \quad (2.3.1.1)$$

где $P_{GBЭУ}$ – номинальная мощность каждой ветротурбины;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности ветротурбины.

Рассчитаем номинальный ток, протекающий от ветродвигателя

$$I_n = \frac{S_{GBЭУ}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3750}{\sqrt{3} \cdot 10} = 216,5 \text{ А} \quad (2.3.1.2)$$

где U_n – номинальное напряжение линии.

Выбор сечения кабеля был выполнен с учетом загрузки КЛ по экономической плотности тока [7]. Экономически целесообразное сечение провода $F_{эк}$, мм² определяется из соотношения

$$F_{эк} = \frac{I_n}{j_{эк}} \quad (2.3.1.3)$$

где I — расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

$j_{эк}$ — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²;

Для кабелей с медными жилами нормированное значение плотности тока равно 2,7 А/мм² [7, таблица 1.3.36].

Определяем сечение кабеля с медной жилой по формуле (2.3.1.3)

$$F_{эк}^1 = \frac{I_n}{j_{эк}} = \frac{216,5}{2,7} = 80,18 \text{ мм}^2$$

Расчетное сечение кабеля 80,18 мм². Выберем фактическое сечение кабеля равное 95 мм² [8]. Активное сопротивление кабелей для сечения 95 мм² равно $r_0=0,193$ Ом/км [8]. Индуктивное сопротивление равно $x_0 = 0,083$ Ом/км [8].

Проведем проверку по допустимому току.

Для медного кабеля сечением 95 допустимый ток равен 330А [9].

По условиям проверки должно выполняться неравенство

$$I_{ном}^{каб1} \leq I_{доп} \quad (2.3.1.4)$$

$$216,5 \text{ А} \leq 330 \text{ А}$$

Кабель удовлетворяет условию проверки.

Перв. примен.					
Справ. №					
Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	
				БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист
					20

Перв. примен.	<p>Теперь проведем выбор сечения кабеля от секции шин до подстанции. Так как на каждую секцию шин у нас приходят по 10 кабелей от ВЭУ, то, по первому закону Кирхгофа, суммарный ток в этом кабеле составит сумму всех входящих токов, а так как они равны, то формула примет следующий вид:</p> $\sum I_n = 10 \cdot I_n = 10 \cdot 216,5 = 2165 \text{ А} \quad (2.3.1.5)$ <p>Определим сечение кабеля по формуле (2.3.1.3)</p> $F_{\text{эк}}^2 = \frac{\sum I_n}{j_{\text{эк}}} = \frac{2165}{2,7} = 801,85 \text{ мм}^2$ <p>Расчетное сечение кабеля $801,8 \text{ мм}^2$. Выберем фактическое сечение трехжильного кабеля равное $3 \times 300 \text{ мм}^2$ [8].</p> <p>Найдем номинальный ток, протекающий в каждой жиле .</p> $I_{\text{ном}}^{\text{каб1}} = I_n = \frac{\sum S_{\text{ВЭУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{10 \cdot 3750}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 3} = 721,688 \text{ А} \quad (2.3.1.6)$ <p>где $n_{\text{ц}}$ – количество проводов</p> <p>Проведем проверку по допустимому току.</p> <p>Для медного кабеля сечением 300 допустимый ток равен 695А [9]. По условиям проверки (2.3.1.4) должно выполняться неравенство:</p> $721,688 \text{ А} \leq 695 \text{ А}$ <p>Кабель не удовлетворяет условию проверки.</p> <p>Выберем кабель с большим сечением. Принимаем кабель $3 \times 400 \text{ мм}^2$, для которого допустимый ток составляет 830 А [9]. По условию (2.3.1.4):</p> $721,688 \text{ А} \leq 830 \text{ А}$ <p>Кабель удовлетворяет условию проверки.</p>			
	Справ. №			
Подпись и дата	<h3>2.3.2 Выбор длины кабельных линий 10 кВ</h3> <p>Примем длину кабеля от самых к ближайшей к секции шин ВЭУ (5,6,15,16) равной 400 м. Как было указано выше, расстояние между соседними ВЭУ составляет 350 м, значит длины кабелей будут изменяться на ве-</p>			
	Инв. № дубл.			
Взам. инв. №				
	Подпись и дата			
Инв. № подл.				
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
БР-13.03.02-071202507 ПЗ				
Лист				
21				

Перв. примен.

личину 350 м с удалением от геометрического центра, представленного секцией шин.

Расстояние от секций шин до береговой подстанции составляет ~ 1,5-2 км. Примем длину кабелей сечением 3х400 - 2 км.

Полученные результаты представим в таблице 2.

Таблица 2 – Кабельные линии 10 кВ.

Участок	I_n , А	l , км	Сечение, мм ²
ВЭУ1 - СШ1	216,5	1,80	95
ВЭУ2 - СШ1	216,5	1,45	95
ВЭУ3 - СШ1	216,5	1,10	95
ВЭУ4 - СШ1	216,5	0,75	95
ВЭУ5 - СШ1	216,5	0,40	95
ВЭУ6 - СШ1	216,5	0,40	95
ВЭУ7 - СШ1	216,5	0,75	95
ВЭУ8 - СШ1	216,5	1,10	95
ВЭУ9 - СШ1	216,5	1,45	95
ВЭУ10 - СШ1	216,5	1,80	95
СШ1 - П/Ст	2165	2	3х400
ВЭУ11 - СШ2	216,5	1,80	95
ВЭУ12 - СШ2	216,5	1,45	95
ВЭУ13 - СШ2	216,5	1,10	95
ВЭУ14 - СШ2	216,5	0,75	95
ВЭУ15 - СШ2	216,5	0,40	95
ВЭУ16 - СШ2	216,5	0,40	95
ВЭУ17 - СШ2	216,5	0,75	95
ВЭУ18 - СШ2	216,5	1,10	95
ВЭУ19 - СШ2	216,5	1,45	95
ВЭУ20 - СШ2	216,5	1,80	95
СШ2 – П/Ст	2165	2	3х400

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

3. Электрическая часть ВЭС

3.1 Электрическая схема и предварительный выбор оборудования

Составим схему, которая включает в себя одну единицу ВЭУ и эквивалентную систему. Параметры ветрогенератора представлены в таблице 1.

Схема электрических соединений представлена на рисунке 3.1.1

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

22

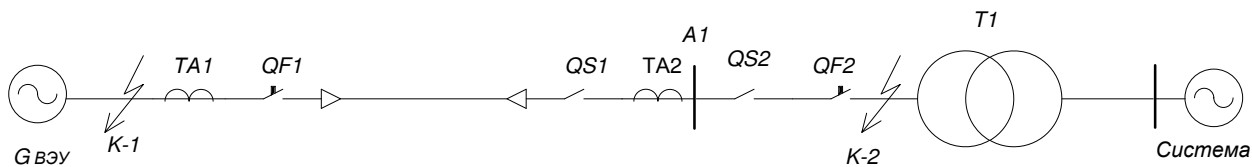


Рисунок 3.1.1 – Электрическая схема

По найденной ранее в пункте 2.3 полной мощности, рассчитаем номинальный ток, протекающий от ветротурбины до трансформатора 0,69/10 кВ

$$I_n = \frac{S_{ГВЭУ}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{3750}{\sqrt{3} \cdot 0,69} = 3137,8 \text{ А} \quad (3.1.1)$$

где U_n – номинальное напряжение ветротурбины.

На основании этого тока проведем предварительный выбор оборудования. Должно выполняться условие:

$$I_n \leq I_{об} \quad (3.1.2)$$

где $I_{об}$ – номинальный ток выбираемого оборудования.

Рубильник: P2715[10]

1: $I_{ном} = 4000 \text{ А}$; $R_{кк} = 0,04 \text{ мОм}$

Рубильник удовлетворяет условию выбора (3.1.2)

Шинопровод : ВЛ1 : ШМА-68Н[11]

$I_{ном} = 4000 \text{ А}$; $R_{шог} = 0,0130 \text{ мОм/ м}$; $X_{шог} = 0,0150 \text{ мОм/ м}$; $l = 1 \text{ м}$

Шинопровод удовлетворяет условию выбора (3.1.2)

Трансформатор тока: ТШЛ-0,69[12]

$I_{ном} = 3200 \text{ А}$; $R_1 = 0,005 \text{ мОм}$; $X_1 = 0,007 \text{ мОм}$

Трансформатор тока удовлетворяет условию выбора (3.1.2)

Автоматический выключатель: ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40)[13]

Таблица 3 – Параметры автоматического выключателя

Номинальный ток, А	Сопротивление катушек электромагнитного расцепителя, мОм/м	Сопротивления присоединительных зажимов, мОм/м	Индуктивное сопротивление расцепителя, мОм/м
4000	0,06	0,05	0,05

Автоматический выключатель удовлетворяет условию выбора (3.1.2)

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

23

Перв. примен.	<h3>3.2 Выбор трансформаторов</h3> <p>Его выбор следует производить по максимальной мощности электростанции, исходя из следующего условия:</p> $S_{Т.ном} \geq S_{ГВЭУ} \tag{3.2.1}$ <p>Установим один трансформатор мощностью 4000 кВА типа ТМ-4000/10[14], технические характеристики этого трансформатора представлены в таблице 4</p> <p>Таблица 4 – Технические характеристики трансформатора</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">Номинальная мощность, кВА</td> <td style="width: 50%;">4000</td> </tr> <tr> <td>Напряжение на стороне ВН, кВ</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Напряжение на стороне НН, кВ</td> <td>0,69</td> </tr> <tr> <td>Напряжение короткого замыкания, %</td> <td>6,5</td> </tr> <tr> <td>Потери короткого замыкания, кВт</td> <td>23,5</td> </tr> <tr> <td>Ток холостого хода, %</td> <td>1,0</td> </tr> <tr> <td>Потери холостого хода, кВт</td> <td>3,85</td> </tr> </table>				Номинальная мощность, кВА	4000	Напряжение на стороне ВН, кВ	10	Напряжение на стороне НН, кВ	0,69	Напряжение короткого замыкания, %	6,5	Потери короткого замыкания, кВт	23,5	Ток холостого хода, %	1,0	Потери холостого хода, кВт	3,85
Номинальная мощность, кВА	4000																	
Напряжение на стороне ВН, кВ	10																	
Напряжение на стороне НН, кВ	0,69																	
Напряжение короткого замыкания, %	6,5																	
Потери короткого замыкания, кВт	23,5																	
Ток холостого хода, %	1,0																	
Потери холостого хода, кВт	3,85																	
Справ. №																		
Подпись и дата																		
Инв. № дубл.																		
Взам. инв. №																		
Подпись и дата																		
Инв. № подл.																		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата														

3.2 Выбор трансформаторов

Его выбор следует производить по максимальной мощности электростанции, исходя из следующего условия:

$$S_{Т.ном} \geq S_{ГВЭУ} \tag{3.2.1}$$

Установим один трансформатор мощностью 4000 кВА типа ТМ-4000/10[14], технические характеристики этого трансформатора представлены в таблице 4

Таблица 4 – Технические характеристики трансформатора

Номинальная мощность, кВА	4000
Напряжение на стороне ВН, кВ	10
Напряжение на стороне НН, кВ	0,69
Напряжение короткого замыкания, %	6,5
Потери короткого замыкания, кВт	23,5
Ток холостого хода, %	1,0
Потери холостого хода, кВт	3,85

3.3 Выбор кабеля

Сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение S , мм², определяется из соотношения

$$F_{эк} = \frac{I_n}{j_{эк}} = \frac{3137}{3,1} = 1011 \text{ мм} \tag{3.3.1}$$

где I — расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;
 $j_{эк}$ — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²;

Выбираем медный кабель ПвПуг, производитель РЕКАKabel[15]. Его параметры занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Технические характеристики кабеля

Материал оболочки	$R_{\text{пог}}$, мОм/м	$X_{\text{пог}}$, мОм/м	Сечение, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
Пластмасса	0,122	0,075	240	605

Найдем номинальный ток

$$I_{\text{ном}}^{\text{каб1}} = I_n = \frac{S_{\text{ГВЭУ}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{3750}{\sqrt{3} \cdot 0,69 \cdot 6} = 522,96 \text{ A} \quad (3.3.2)$$

где $n_{\text{ц}}$ – количество проводов

Проведем проверку по допустимому току. По условиям проверки (2.3.1.4) должно выполняться неравенство:

$$I_{\text{ном}}^{\text{каб1}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$522,96 \text{ A} \leq 605 \text{ A}$$

Кабель удовлетворяет условию проверки.

3.4 Эквивалентная схема замещения

Исходная схема замещения, составленная на основе структурной схемы (рис.3.3.1), представлена ниже

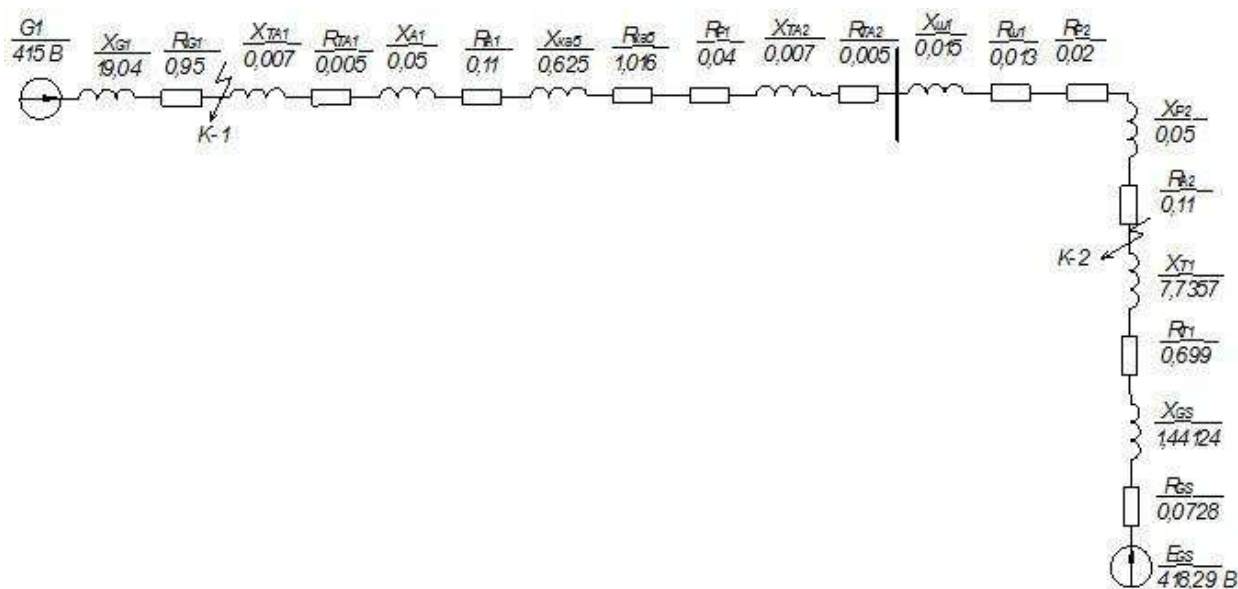


Рисунок 3.4.1 – Схема замещения

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

4. Расчет параметров элементов схемы замещения

4.1 Сетевой источник

При расчете коротких замыканий сеть замещается эквивалентным источником с ЭДС E_{GS} и эквивалентным сопротивлением $Z_{эксGS}$. Значение ЭДС эквивалентного источника, приведенная к ступени напряжения 0,69 кВ составляет:

$$E_{GS} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{НН}^{ном}}{U_{ВН}^{ном}} \cdot 10^3 = \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,69}{10,0} \cdot 10^3 = 418,29 \text{ В} \quad (4.1.1)$$

где $U_{ср.ном}$ – среднее номинальное напряжение сети;

$U_{НН}^{ном}$ – номинальное напряжение сети низшего напряжения;

$U_{ВН}^{ном}$ – номинальное напряжение сети высшего напряжения.

Эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности источника определяется на основе расчетного значения тока трехфазного короткого замыкания:

$$Z_{эксGS} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{п0}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} \cdot 10^3 = 303,10 \text{ мОм} \quad (4.1.2)$$

где $I_{п0}$ – периодическая составляющая тока кз протекающего от сетевого источника.

$I_{п0}$ задается условиями задания и принимается равным 20 кА.

Зная $Z_{эксGS}$, найдем индуктивное сопротивление прямой последовательности сетевого источника питания:

$$X_{эксGS} = \frac{Z_{эксGS}}{\sqrt{1 + \left(\frac{1}{X_1 / R_1}\right)^2}} = \frac{303,10}{\sqrt{1 + \left(\frac{1}{20}\right)^2}} = 302,72 \text{ мОм} \quad (4.1.3)$$

Отношение X_1 / R принимаем равным 20 [16. с. 375]

Найдем активное сопротивление прямой последовательности сетевого источника

$$R_{эксGS} = \sqrt{Z_{эксGS}^2 - X_{эксGS}^2} = \sqrt{303,10^2 - 302,72^2} = 15,1727 \text{ мОм} \quad (4.1.4)$$

Приведем эти сопротивления к ступени напряжения 0,69 кВ

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

26

$$X_{GS} = 302,72 \cdot \left(\frac{0,69}{10,0}\right)^2 = 1,441 \text{ мОм}$$

$$R_{GS} = 15,1727 \cdot \left(\frac{0,69}{10,0}\right)^2 = 0,0728 \text{ мОм}$$

4.2 Параметры трансформатора

Зная параметры трансформатора из таб. 4, найдем активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности трансформатора:

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{K.HOM} \cdot U_{HH.HOM}^2}{S_{HOM}^2} = \frac{23,5 \cdot 690^2}{4000^2} = 0,699 \text{ мОм} \quad (4.2.1)$$

где $\Delta P_{K.HOM}$ – потери короткого замыкания;

$U_{HH.HOM}$ – напряжение на стороне НН трансформатора;

S_{HOM} – номинальная мощность.

$$X_{T1} = \sqrt{\left(\frac{u_k}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{K.HOM}}{S_{HOM}}\right)^2} \cdot \frac{U_{HH.HOM}^2}{S_{HOM}} = \sqrt{\left(\frac{6,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{23,5}{4000}\right)^2} \cdot \frac{690^2}{4000} = 7,704 \text{ мОм} \quad (4.2.2)$$

где u_k – напряжение короткого замыкания

4.3 Параметры автоматических выключателей

Найдем активное сопротивление автоматических выключателей

$$R_{A1} = R_{PACI} \cdot R_{K.C.} = 0,11 \text{ мОм} \quad (4.3.1)$$

где R_{PACI} – сопротивление катушек электромагнитного расцепителя;

$R_{K.C.}$ – сопротивления присоединительных зажимов.

Найдем индуктивное сопротивление автоматических выключателей

$$X_{A1} = X_{PACI} = 0,05 \text{ мОм} \quad (4.3.2)$$

где X_{PACI} – индуктивное сопротивление электромагнитного расцепителя.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Перв. примен.	<h3>4.4 Параметры ветрогенератора</h3> <p>Рассчитаем индуктивное сопротивление ветротурбины по следующей формуле:</p> $X_{G1} = X_d'' \cdot \frac{U_n^2}{P_n / \cos \varphi} = 0,15 \cdot \frac{0,69^2}{3000 / 0,8} \cdot 10^3 = 19,04 \text{ мОм} \quad (4.4.1)$ <p>где X_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора.</p> <p>Рассчитаем приближенно активные сопротивления генераторов по формуле:</p> $R_{G1} = \frac{X_{G1}}{20} = \frac{19,04}{20} = 0,95 \text{ мОм} \quad (4.4.2)$			
	Справ. №	<h3>4.5 Параметры кабелей</h3> <p>Найдем сопротивления кабеля, зная длину и погонные сопротивления</p> $R_{1каб} = R_{1ног} \cdot l = 0,122 \cdot 50 = 6,1 \text{ мОм} \quad (4.5.1)$ <p>где l – длина кабеля.</p> $X_{1каб} = X_{1ног} \cdot l = 0,075 \cdot 50 = 3,75 \text{ мОм} \quad (4.5.2)$ <p>Сэквивалентуем параллельные участки для упрощения и представления на схеме одним сопротивлением.</p> $R_{1каб}^{эkv} = \frac{R_{1каб}}{n_{\psi}} = \frac{6,1}{6} = 1,016 \text{ мОм}$ $X_{1каб}^{эkv} = \frac{X_{1каб}}{n_{\psi}} = \frac{3,75}{6} = 0,625 \text{ мОм}$		
Подпись и дата		<h3>5. Расчет тока короткого замыкания в точке К1</h3> <p>Преобразуем схему замещения для точки К-1:</p>		
Инв. № дубл.				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Перв. примен.		$R_1 = R_{G1} = 0,95$ $R_2 = R_{TA1} + R_{A1} + R_{1каб} + R_{P1} + R_{TA2} + R_{Ш1} + R_{P2} + R_{A2} + R_{T1} + R_{1GS} =$ $= 0,005 + 0,11 + 1,016 + 0,04 + 0,005 + 0,013 + 0,04 + 0,11 + 0,699 + 0,0728 = 2,1108$ $X_1 = X_{G1} = 19,04$ $X_2 = X_{TA1} + X_{A1} + X_{1каб} + X_{TA2} + X_{Ш1} + X_{A2} + X_{T1} + X_{1GS} =$ $= 0,007 + 0,05 + 0,625 + 0,007 + 0,015 + 0,05 + 7,7357 + 1,441 = 9,9307$				
Справ. №		<p>Определим начальное значение периодического тока трёхфазного короткого замыкания без учета дуги.</p> $I_{noGS}^{(3)} = \frac{E_{GS}}{\sqrt{R_2^2 + jX_2^2}} = \frac{418,3}{\sqrt{2,1108^2 + 9,9307^2}} = 41,201 \text{ кА} \quad (5.1)$ <p>где $I_{noGS}^{(3)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви системы без учета дуги.</p> <p>Для учета сопротивления дуги необходимо знать поправочный коэффициент:</p> $k_c = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_k + 0,114 \cdot \sqrt{Z_k} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_k} \quad (5.2)$ <p>где Z_k – полное сопротивление цепи при кз.</p> $Z_k = \sqrt{R_2^2 + jX_2^2} = \sqrt{2,1108^2 + 9,9307^2} = 10,1525 \text{ Ом}$ <p>Рассчитаем поправочный коэффициент по формуле (5.2):</p> $k_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 10,1525 + 0,114 \cdot \sqrt{10,1525} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{10,1525} = 0,656$ <p>Сопротивление дуги следует рассчитывать по следующей формуле:</p> $R_d = \sqrt{\frac{U_{HH}^{ном}}{3 \cdot I_{n0}^2 \cdot k_c^2} - X_2^2 - R_2}, \quad (5.3)$ <p>Сопротивление дуги по формуле (5.3):</p> $R_d = \sqrt{\frac{690^2}{3 \cdot 41,201^2 \cdot 0,656^2} - 9,9307^2 - 2,1108} = 8,971 \text{ мОм}$				
Подпись и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 29

Периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги:

$$I_{noGS}^{(3)} = \frac{E_{GS}}{\sqrt{(R_2 + R_0)^2 + jX_2^2}} \quad (5.4)$$

Рассчитаем $I_{noGS}^{(3)}$ с учетом дуги по формуле (5.4):

$$I_{noGS}^{(3)} = \frac{418,3}{\sqrt{(2,1108 + 8,971)^2 + 9,9307^2}} = 28,11 \text{ кА}$$

Найдем периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви генератора;

$$I_{noG}^{(3)} = \frac{E_{G1}}{\sqrt{R_{G1}^2 + jX_{G1}^2}} = \frac{415}{\sqrt{0,95^2 + j19,04^2}} = 21,819 \text{ кА}$$

Найдем полный периодический ток трёхфазного короткого замыкания.

$$I_{n0}^{(3)} = I_{noG}^{(3)} + I_{noGS}^{(3)} = 21,819 + 28,11 = 49,929 \text{ кА} \quad (5.5)$$

$$R_{\Sigma}^{K-1} = \frac{R_1 \cdot R_{\Sigma}}{R_1 + R_{\Sigma}} \quad (5.6)$$

Суммарное активное сопротивление по формуле (5.6):

$$R_{\Sigma}^{K-1} = \frac{R_1 \cdot (R_2 + R_0)}{R_1 + (R_2 + R_0)} = \frac{0,95 \cdot (2,1108 + 8,971)}{0,95 + 2,1108 + 8,971} = 0,874 \text{ МОм}$$

$$X_{\Sigma}^{K-1} = \frac{X_1 \cdot X_{\Sigma}}{X_1 + X_{\Sigma}} \quad (5.7)$$

Суммарное реактивное сопротивление по формуле (5.7):

$$X_{\Sigma}^{K-1} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{19,04 \cdot 9,9307}{19,04 + 9,9307} = 6,5266 \text{ МОм}$$

Определим величину ударного тока по следующей формуле:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{noGS}^{(3)} \cdot K_{y0} \quad (5.8)$$

Перв. примен.

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

30

Перв. примен.	<p>где $I_{noGS}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги; K_{yo} показывает, во сколько раз ударный ток будет превышать максимальное значение периодической составляющей тока КЗ Для расчета ударного тока кз необходимо знать отношение суммарного реактивного сопротивления к активному:</p>														
Справ. №	$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{6,5266}{0,874} = 7,4675$ <p>Так как $\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = 7,4675 > 5$, то можно использовать более упрощенную формулу [16, стр 69]</p> $K_{yo} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02378}} = 1,656$ $T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} = \frac{6,5266}{314 \cdot 0,874} = 0,02378$ <p>По формуле (5.8) :</p> $i_{yo} = \sqrt{2} \cdot 49,929 \cdot 1,656 = 116,93 \text{ кА}$ <p>Апериодическая составляющая тока кз в начальный момент времени рассчитывается следующим образом:</p> $i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \tag{5.9}$ <p>где I_{n0} – периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги Рассчитаем апериодическую составляющую тока кз в начальный момент времени по формуле (5.9):</p> $i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 49,929 = 70,61 \text{ кА}$ <p>Уравнение для определения апериодической составляющей тока кз в любой момент времени:</p> $i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \tag{5.10}$														
Подпись и дата															
Инв. № дубл.															
Взам. инв. №															
Подпись и дата															
Инв. № подл.	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 50%; text-align: center; vertical-align: middle;">БР-13.03.02-071202507 ПЗ</td> <td style="width: 10%; text-align: center; vertical-align: middle;">Лист 31</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Изм.</td> <td style="text-align: center;">Лист</td> <td style="text-align: center;">№ докум.</td> <td style="text-align: center;">Подпись</td> <td style="text-align: center;">Дата</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 31	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 31									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата											

Перв. примен.	<p>По уравнению (5.9) и известным значениям апериодической составляющей тока кз в начальный момент времени и постоянной времени, можно записать:</p> $i_{at} = 70,61 \cdot e^{-\frac{t}{0,02378}}$			
Справ. №	<p>6. Расчет тока трехфазного короткого замыкания в точке К2</p> <p>Преобразуем схему замещения для точки К-2:</p> $R_1 = R_{G1} + R_{TA1} + R_{A1} + R_{1каб} + R_{P1} + R_{TA2} + R_{III1} + R_{P2} + R_{A2} =$ $= 0,95 + 0,005 + 0,11 + 1,016 + 0,04 + 0,005 + 0,013 + 0,04 + 0,11 = 2,289$ $R_2 = R_{T1} + R_{GS} = 0,699 + 0,0728 = 0,7718 \text{ мОм}$ $X_1 = X_{G1} + X_{TA1} + X_{A1} + X_{1каб} + X_{TA2} + X_{III1} + X_{A2} =$ $= 19,04 + 0,007 + 0,05 + 0,625 + 0,007 + 0,015 + 0,05 = 19,794$ $X_2 = X_{T1} + X_{GS} = 7,7357 + 1,441 = 9,1767$			
Подпись и дата	<p>Определим начальное значение периодического тока трёхфазного короткого замыкания.</p> $I_{noGS}^{(3)} = \frac{E_{GS}}{\sqrt{R_2^2 + jX_2^2}} = \frac{418,3}{\sqrt{0,7718^2 + j9,1767^2}} = 45,422 \text{ кА} \quad (6.1)$			
Инв. № дубл.	<p>$I_{noGS}^{(3)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви системы без учета дуги.</p> <p>Для учета сопротивления дуги необходимо знать поправочный коэффициент:</p> $k_c = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_k + 0,114 \cdot \sqrt{Z_k} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_k} \quad (6.2)$			
Взам. инв. №	<p>где Z_k – полное сопротивление цепи при кз.</p> $Z_k = \sqrt{R_2^2 + jX_2^2} = \sqrt{0,7718^2 + j9,1767^2} = 9,209 \text{ Ом}$			
Подпись и дата	<p>Рассчитаем поправочный коэффициент по формуле (6.1):</p> $k_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 9,209 + 0,114 \cdot \sqrt{9,209} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{9,209} = 0,650$			
Инв. № подл.				
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
БР-13.03.02-071202507 ПЗ				Лист
				32

Перв. примен.	<p>Сопротивление дуги следует рассчитывать по следующей формуле:</p> $R_{\phi} = \sqrt{\frac{U_{HH}^{ном}}{3 \cdot I_{n0}^2 \cdot k_c^2} - X_2^2 - R_2}, \quad (6.3)$ <p>где I_{n0} – периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени без учета дуги.</p> <p>Сопротивление дуги по формуле (6.3):</p> $R_{\phi} = \sqrt{\frac{690^2}{3 \cdot 45,422^2 \cdot 0,650^2} - 9,1767^2 - 0,7718} = 9,12 \text{ мОм}$ <p>Периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги:</p> $I_{noGS}^{(3)} = \frac{E_{GS}}{\sqrt{(R_2 + R_{\phi})^2 + jX_2^2}} \quad (6.4)$
Справ. №	

Подпись и дата	<p>Рассчитаем I_{n0} с учетом дуги по формуле (6.4):</p> $I_{noGS}^{(3)} = \frac{418,3}{\sqrt{(0,7718 + 9,12)^2 + j9,1767^2}} = 31,00 \text{ кА}$ $I_{noG}^{(3)} = \frac{E_{G1}}{\sqrt{R_1^2 + jX_1^2}} = \frac{415}{\sqrt{2,289^2 + j19,794^2}} = 20,827 \text{ кА}$ <p>где $I_{noG}^{(3)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания ветви генератора.</p> $I_{n0}^{(3)} = I_{n0G}^{(3)} + I_{noGS}^{(3)} = 31,00 + 20,827 = 51,827 \text{ кА} \quad (6.5)$ <p>$I_{n0}^{(3)}$ – периодический ток трёхфазного короткого замыкания.</p> $R_{\Sigma}^{k-1} = \frac{R_1 \cdot R_{\Sigma}}{R_1 + R_{\Sigma}} \quad (6.6)$ <p>Суммарное активное сопротивление по формуле (6.6):</p>
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Перв. примен.	$R_{\Sigma}^{K-1} = \frac{R_1 \cdot (R_2 + R_0)}{R_1 + (R_2 + R_0)} = \frac{2,289 \cdot (0,7718 + 9,12)}{2,289 + 0,7718 + 9,12} = 1,859 \text{ мОм}$					
Справ. №	$X_{\Sigma}^{K-1} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \tag{6.7}$					
Суммарное реактивное сопротивление по формуле (6.7):						
$X_{\Sigma}^{K-1} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{19,794 \cdot 9,1767}{19,794 + 9,1767} = 6,27 \text{ мОм}$						
Определим величину ударного тока по следующей формуле:						
$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y0} \tag{6.8}$						
<p>где I_{n0} – периодическая составляющая тока кз в начальный момент времени с учетом дуги; K_{y0} показывает, во сколько раз ударный ток будет превышать максимальное значение периодической составляющей тока КЗ</p> <p>Для расчета ударного тока кз необходимо знать отношение суммарного реактивного сопротивления к активному:</p>						
Подпись и дата	$\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{6,27}{1,859} = 3,373$					
<p>Так как $\frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = 3,373 < 5$, используем основную формулу [16, стр 69]</p>						
Инв. № дубл.	$K_{y0} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{X_{\Sigma}/R_{\Sigma}}} = 1,02 + 0,98e^{\frac{-3}{3,373}} = 1,422$					
Взам. инв. №	По формуле (6.8):					
$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 51,827 \cdot 1,422 = 104,224 \text{ кА}$						
Подпись и дата	<p>Апериодическая составляющая тока кз в начальный момент времени рассчитывается следующим образом:</p>					
$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \text{ кА}, \tag{6.9}$						
Инв. № подл.					БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 34
	Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Перв. примен.

Справ. №

где $I_{п0}$ – периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени с учетом дуги

Рассчитаем аperiodическую составляющую тока КЗ в начальный момент времени по формуле (6.9):

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 51,827 = 73,294 \text{ кА}$$

Уравнение для определения аperiodической составляющей тока КЗ в любой момент времени:

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \tag{6.10}$$

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} = \frac{6,27}{314 \cdot 1,859} = 0,0107$$

По уравнению (6.10) и известным значениям аperiodической составляющей тока КЗ в начальный момент времени и постоянной времени, можно записать

$$i_{at} = 73,294 \cdot e^{-\frac{t}{0,0107}}$$

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$I_{п0}$, кА	$i_{уд}$, Ка	i_{a0} , кА
К-1	49,929	116,93	70,61
К-2	51,827	104,224	73,294

Подпись и дата

7. Выбор и проверка основного оборудования на токи короткого замыкания

7.1 Проверка автоматических выключателей на действие токов короткого замыкания

Проверка выключателей на токи КЗ осуществляется по условиям [17]:

1) По предельному току

$$I_{п0} \leq I_{откл} \tag{7.1.1}$$

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

где $I_{п0}$ – это начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя, $I_{откл}$ – это номинальная предельная наибольшая отключающая способность.

$$i_{уд} \leq i_{вкл.макс} , \tag{7.1.2}$$

где $i_{уд}$ – это ударный ток КЗ в цепи выключателя
 $i_{вкл.макс}$ – амплитудное значение номинального тока включения

2) По термической стойкости:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \tag{7.1.3}$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости, примем равным $I_{откл}$
 $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости, примем равным 1с; W_k – тепловой импульс

$$W_k = I_{п0} \cdot (t_{откл} + T_a) , \tag{7.1.4}$$

Справ. №

где $t_{откл}$ – время отключения

3) По величине постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_{a.ном} \geq T_a , \tag{7.1.5}$$

где $T_{a.ном}$ – значение по каталогу (0,005–0,015 с); $T_a = \frac{X_{рез}}{\omega R_{рез}}$ определяется в расчете токов КЗ.

Инв. № дубл.

Таблица 7 – Технические характеристики автоматических выключателей

Обозначение элемента на схеме	Тип автоматического выключателя	Номинальный ток отключения $I_{откл}$, кА	Амплитудное значение номинального тока включения $i_{вкл.макс}$, кА	Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ $T_{a.ном}$, с
QF1	ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40)	55	143	0,012
QF2	ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40)	55	143	0,012

7.1.1 Проверка автоматического выключателя типа ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40)

1) По предельному току

$$I_{п0} = 51,827 \text{ кА} < I_{откл} = 55 \text{ кА}$$

$$i_{уд} = 116,93 \text{ кА} < i_{вкл.макс} = 143 \text{ кА}$$

Рассчитаем тепловой импульс по формуле (7.1.4):

$$W_k = 51,827 \cdot (0,015 + 0,012) = 1,399$$

2) По термической стойкости

$$W_k = 1,399 < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3,025$$

3) По величине постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$T_{а,ном} = 0,012 > T_a = 0,0107$$

Автоматический выключатель типа ВА50-45ПРО (ПРОТОН 40) удовлетворяет всем условиям проверки

7.2 Проверка рубильников на действие токов короткого замыкания

Таблица 8 – Технические параметры рубильников типа Р2715

Обозначение элемента на схеме	Тип рубильника	$I_{ном}, \text{А}$	$i_{пр.скв}, \text{Ка}$	$I_{тер}^2 / \text{допустимое время}, \text{кА}^2 / \text{с}$
QS1	Р2715	4000	120	1500/2
QS2	Р2715	4000	120	1500/2

Условия проверки рубильников:

1) По проходному сквозному току

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв}, \quad (7.2.1)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

37

Перв. примен.

где $i_{уд}$ – это ударный ток КЗ в цепи выключателя
 $i_{пр.скв}$ – амплитудное значение номинального тока включения

2) По термической стойкости

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

7.2.1 Проверка рубильников типа Р2715

1) По проходному сквозному току

$$i_{уд} = 116,93 \text{ кА} \leq i_{пр. скв} = 120 \text{ кА}$$

2) По термической стойкости

$$W_k = 1,399 < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1,500 \cdot 2 = 3,000$$

Рубильник типа Р2715 удовлетворяет всем условиям проверки.

7.3 Проверка трансформатора тока на действие тока короткого замыкания

Таблица 9 – Технические характеристики трансформатора ТШЛ-0,69[12]

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, Кв	0,69
Номинальный первичный ток, А	4000
Номинальный вторичный ток, А	5
Класс точности по ГОСТ 7746	0,5
Величина трехсекундного тока термической стойкости, кА	40
Кратность динамической устойчивости	29

Трансформатор тока проверяют на токи кз по следующим условиям:

1) По термической стойкости:

$$W_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_T, \tag{7.3.1}$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости из таблицы 9;

Справ. №

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.	<p>t_T – длительность протекания тока термической стойкости, примем равным 3с.</p> <p>Проверим трансформатор тока на термическую устойчивость по условию (7.3.1.)</p> $B_k = 1,399 < I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ <p>2) По динамической устойчивости</p> $i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{эд} \cdot I_{ном} \tag{7.3.2}$ <p>где $k_{эд}$ – кратность динамической стойкости из таблицы 9; $I_{ном}$ – номинальный первичный ток из таблицы 9.</p> <p>Проверим трансформатор тока на динамическую устойчивость по условию (7.3.1.)</p> $i_{уд} = 116,93 \text{кА} \leq \sqrt{2} \cdot k_{эд} \cdot I_{ном} = \sqrt{2} \cdot 29 \cdot 4000 = 164 \text{кА}$ <p>Трансформатор тока ТШЛ-0,69 удовлетворяет всем условиям проверки.</p> <p>8. Расчет молниезащиты ВЭУ</p> <p>Одним из важных условий бесперебойной работы электрических станций и подстанций является обеспечение надежной грозозащиты электрооборудования. В случае отсутствия системы молниезащиты ВЭУ, попадание грозового разряда может повлечь за собой повреждение систем управления, электросистемы, лопастей, а так же других механических деталей. Следовательно, при проектировании ВЭУ необходимо тщательно рассмотреть и определить потенциальные риски и особое внимание уделить системе молниезащиты.</p>						
Справ. №							
Подпись и дата							
Инв. № дубл.							
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ		Лист
							39

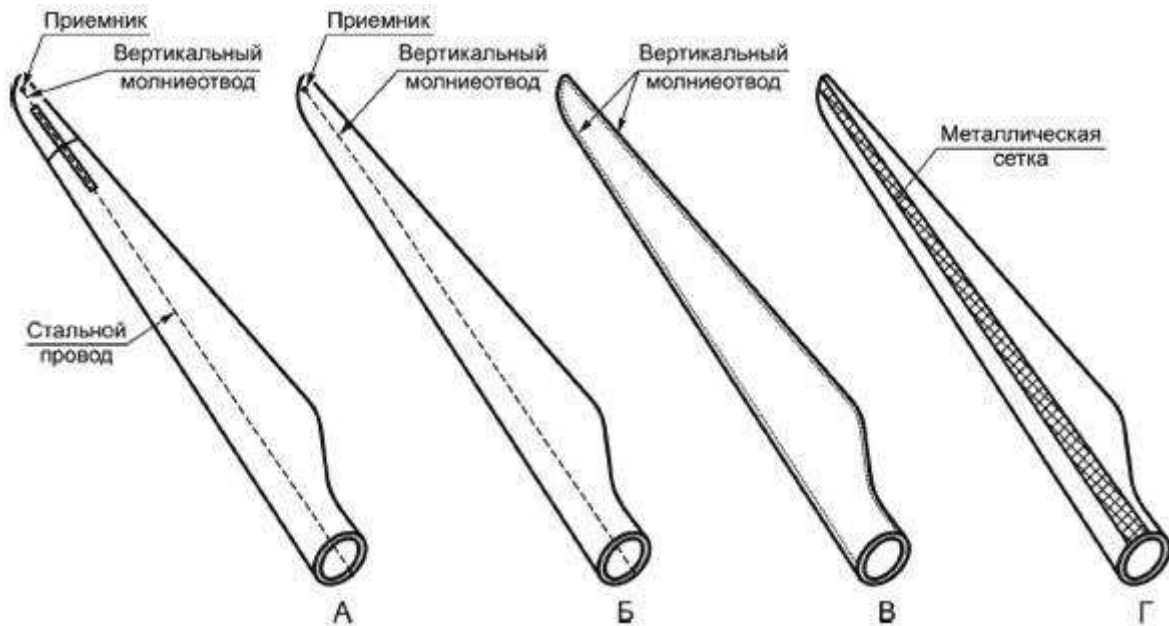


Рисунок 8.1 – Принципы молниезащиты для лопастей больших ВЭУ

Для защиты лопастей ВЭУ от молнии существует несколько вариантов. Так, для захвата молнии используются алюминиевые или медные проводники, которые могут быть установлены вдоль всей длины лопасти, на её задней кромке, снаружи или внутри нее. Некоторые конструкции (рис.8.1) имеют молниеулавливатели, которые располагаются на поверхности вокруг лопасти (тип В и Г), и каждый из них присоединяется к проводникам, которые протянуты вдоль ее кромок. Еще одним способом является применение клейких металлических и сегментных лент, однако, как показывает практика, через несколько месяцев они зачастую отклеиваются, поэтому их практически не используют. Наиболее распространенным решением является использование систем вертикальных молниеотводов, которые располагаются на кончиках лопастей (тип А и Б) и отводят ток к к омелю, а для лопастей с тормозами в качестве вертикального молниеотвода используется медный провод вдоль внутреннего лонжерона (тип Б). [18]

Расчет грозозащиты заключается в определении требуемой высоты и мест установки молниеотводов. Необходимо, чтобы все конструктивные элементы попадали в зону защиты молниеотводов. Зонай защиты молниеотвода называется пространство вокруг молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенный в его объеме, не превышает заданной величины. [17]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

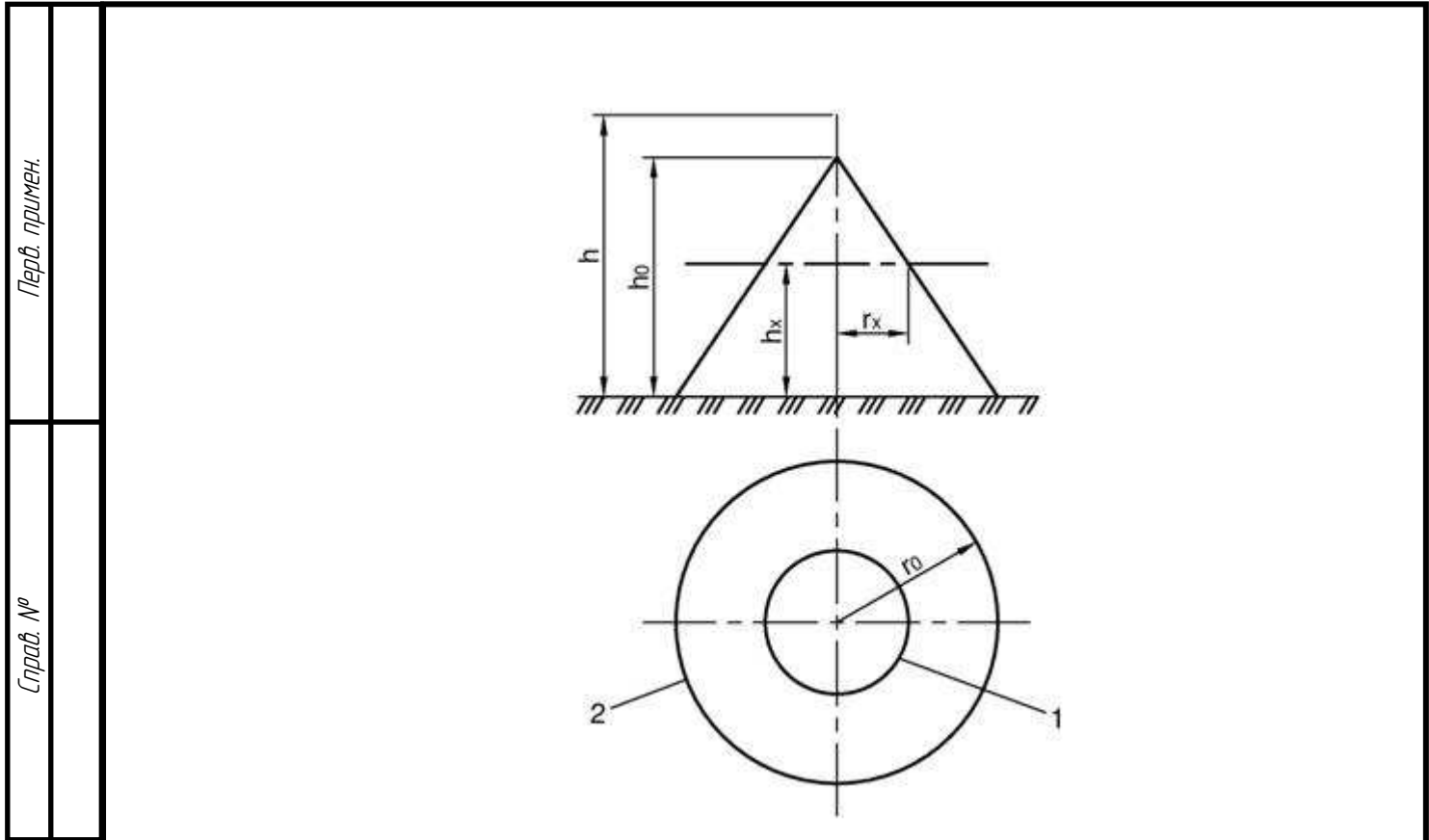


Рисунок 8.2 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Зная габариты и высоту элементов ветроустановки рассчитаем параметры молниезащиты.

$$h_0 = h_B + 0,75 \cdot l_n = 119 + 0,75 \cdot 56 = 161 \quad (8.1)$$

где h_B – высота башни, равная 119 м; l_n – длина лопасти.

Найдем длину лопастей по формуле (8.2)

$$l_n = \frac{d_p}{2} = \frac{112}{2} = 56 \text{ м} \quad (8.2)$$

где d_p – диаметр ротора из таблицы 1.

Найдем высоту молниеотвода h

$$h = h_B + l_n = 119 + 56 = 175 \text{ м} \quad (8.3)$$

Габариты зоны защиты определяют двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне нижней части r_0 , который определяют по эмпирическим формулам [17, табл. 12.1]

Перв. примен.

Справ. №

$$r_0 = 0,70 \cdot h = 0,70 \cdot 175 = 122,5 \text{ м} \quad (8.4)$$

Радиус зоны защиты r_x на высоте защищаемого объекта h_x определим по формуле

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (8.5)$$

Примем $h_x = 88$ м, тогда радиус зоны защиты найдем по формуле (8.5)

$$r_x = \frac{122,5 \cdot (161 - 88)}{161} = 55,54 \text{ м}$$

9. Экономическая часть

9.1 Капиталовложения в строительство морского ветропарка.

Оценка потребности в капиталовложениях приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Капиталовложения в строительство ВЭС в районе г. Балтийск, тыс. Евро

Тип турбины	«Siemens» 3,6 МВт	«Vestas» 3,0 МВт
Установленная мощность ветропарка, МВт	72,0	60,0
Число ветротурбин	20	20
Фундаменты		
Изготовление	11,097	8,139
Монтаж и строительство	7,887	6,897
Прочее	7,570	6,899
Итого фундамент	26,554	21,936
Электрическое оборудование		
Береговая подстанция	3,555	3,555
Внутренняя электрическая сеть ветропарка	5,372	5,372
Итого электрическое оборудование	8,927	8,927
Ветрогенераторы		
Поставка	68,400	57,000
Монтаж	3,612	3,612
Итого ветротурбины	72,012	60,612
ИТОГО	107,493	91,475

Подпись и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.	<p>Исходя из результатов, принимаем окончательным вариант с ветротурбинами «<i>Vestas</i>», так как итоговые капиталовложения намного ниже, чем при использовании ветротурбин «<i>Siemens</i>».</p>			
	<p>9.2 Стоимость эксплуатации и технического обслуживания</p> <p>Стоимость эксплуатации и технического обслуживания (ЭО) является сочетанием фиксированных (Евро/МВт) и переменных (Евро/МВт·час) затрат. Эти затраты могут измениться со временем, поскольку компоненты стареют, изнашиваются или надежность установки стабилизируется.</p> <p>Размер ветротурбин, то есть габарит ветротурбины – существенный параметр, определяющий затраты на ЭО, так как ресурсы, используемые для планово-профилактических ремонтов фактически не зависят от габарита ветротурбины. С другой стороны, большие ветротурбины имеют большие производственные потери в случае аварии, что повышает требования к обеспечению высокой надежности ветротурбин.</p> <p>Изучение стоимости ЭО для оффшорной зоны (включая техническое обслуживание инфраструктуры парка, гражданские конструкции и т.д.) показывает, что диапазон цен будет:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Профилактическое техническое обслуживание: 3–6 Евро/МВт ▪ Внеплановое техническое обслуживание: 5–10 Евро/МВт <p>Принимая худший вариант оценки, получаем общую стоимость ЭО – 16 Евро/МВт.</p> <p>Для данного проекта достаточно осторожная оценка стоимости ЭТ, основанная на существующем опыте, была бы приблизительно 10 Евро/МВт·ч, учитывая:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ выбор довольно большого типа ветротурбин, мощностью 3.0 МВт ▪ близость ветропарка к берегу, уменьшающая транспортные затраты и длину кабеля ▪ отсутствие строительства морской трансформаторной платформы ▪ относительно защищенные условия Балтийского моря по сравнению, например, с Северным морем ▪ более низкая стоимость средств технического обслуживания в Калининграде по сравнению, например, с Великобританией или Данией. <p>Вероятно, что стоимость может быть немного выше, скажем 10-12 Евро/МВт, в начальной фазе эксплуатации (год 1–5), где поставщик ветротурбины ответственен за ЭО, поскольку поставщик должен больше полагаться на обученный иностранный технический персонал. Это, конечно, также в значительной степени зависит от показателей надежности / интенсивности отказов ветротурбин.</p> <p>Основанное на опыте компании «<i>Ramboll</i>» [19], распределение стоимости на ЭО приведено на рисунке 9.1.1:</p>			
Справ. №				
Подпись и дата				
Инв. № дубл.				
Взам. инв. №				
Подпись и дата				
Инв. № подл.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
БР-13.03.02-071202507 ПЗ				Лист
				43



Рисунок 9.1.1 – Распределение стоимости на ЭО

Данное распределение очень сильно зависит от местного состояния морского дна, поскольку дополнительный размыв может увеличить затраты на ЭО фундаментов и кабелей.

Если контракт по ЭО на первые 5 лет выделен как часть гарантийного договора с поставщиком ветротурбин, то стоимость ЭО будет зафиксирована на уровне, зависящем от текущих цен для ЭО на рынке, включая оплату за риски, принятые продавцом ветротурбины, которые могут дать немного более высокие стоимости, чем указано выше.

Другие затраты в фазе эксплуатации:

- аренда земли для кабельных трасс и трансформаторной подстанции
- экологическая программа контрольной проверки
- расходы на подключение к сети электросистемы
- страховые отчисления

Эти затраты не рассматриваются в качестве препятствия для выполнимости ветропарка, но должны быть исследованы, как часть разработки детальной финансовой сметы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Лист

44

Заключение

Мною была спроектирована ветроэлектростанция морского базирования мощностью 60 МВт. Она состоит из 20 ветротурбин V112–3,0 компании «Vestas», расположенных в один ряд. Так как ветроустановки вырабатывают энергию на напряжении 0,69 кВ, то в каждой ВЭУ будет располагаться собственный повышающий трансформатор ТМ-4000/10. Каждые 10 установок подключены к собственной секции шин, расположенной в геометрическом центре ветропарка, всего 2 секции. Подключения ВЭУ к обеим секциям выполнено по радиальной схеме.

Спроектированная ветроэлектростанция морского базирования будет востребована в ближайшем будущем. Она позволит получить Калининградской области дополнительный источник энергии, независимый от энергосистем соседних стран. ВЭС решает проблемы как с выработкой электроэнергии, так и с ее распределением. В долгосрочной перспективе (до 2030 года) морские ветропарки должны обеспечить 15–17,5% общемирового спроса на электроэнергию.

Перв. примен.						
Справ. №						
Подпись и дата						
Инв. № дубл.						
Взам. инв. №						
Подпись и дата						
Инв. № подл.						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист
						45

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и оформлению документов учебной и научной деятельности. - Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60 с.
2. Возобновляемая энергетика : учеб. пособие / С.Н. Удалов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. – 607 с. + цв. илл. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 3.«Зелёная энергетика»/ Немецкое энергетическое агентство Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Regenerative Energien (Сектор возобновляемых видов энергии) , 2013г.
4. WindPACT Rotor Study/ D.J. Malcolm. – Washington: Global Energy Concepts LLC, 2004
5. <https:// knia.ru/digest/15054>
6. Ветрогенераторы компании «Vestas» V112-3.0 —[Электронный ресурс]:–Режим доступа: <http://www.alterenergy.info/equipment/wind-turbines/280-vestas-v112-3-offshore>
7. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Норматика, 2015. – 464 с., ил.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985 – 352с
9. ГОСТ 28249-93 Межгосударственный стандарт/ Методы расчета коротких замыканий в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ/ Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации – Минск, 1993. – 84 с.
10. Распределительное оборудование. LF [Электронный ресурс]. – Режим доступа:http://www.schneider.ru/catalog.aspx?ob_no=332&d_no=1139
11. Технические данные магистральных шинопроводов ШМА — [Электронный ресурс]:–Режим доступа:<http://www.alterenergy.info/equipment/wind-turbines/280-vestas-v112-3-offshore>
12. Измерительные трансформаторы тока/ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» — [Электронный ресурс]. – Екатеринбург, 2015. – Режим доступа: <http://www.cztt.ru>
13. Автоматические выключатели/ АО «Контактор» — [Электронный ресурс]. – Москва, 2017.– Режим доступа:<https://www.kontaktorg.ru/>
14. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
15. Кабель медный ПвПуг[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rekakabel.ru/kabel-silovoy-1-kv>

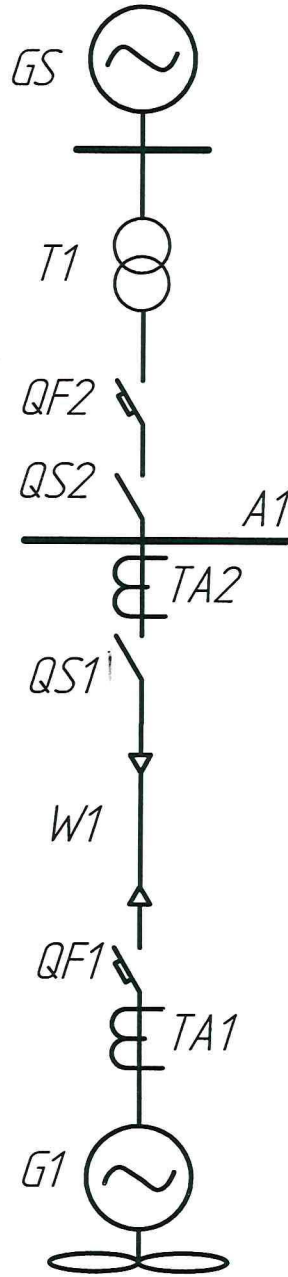
Перв. примен.					
Справ. №					
Подпись и дата					
Инв. № дубл.					
Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
					БР-13.03.02-071202507 ПЗ
					46

Перв. примен.	<p>16. Крючков, И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учебное пособие для вузов/ И.П. Крючков, В.А. Старшинов. .—М. : Издательский дом МЭИ,2012.— 568с.</p> <p>17. Тремясов , В. А. Проектирование электрических станций: учеб. пособие / В. А. Тремясов. – Красноярск : ИПК СФУ, 2009. – 286 с.</p> <p>18. Заземление и молниезащита на Zandz.ru—[Электронный ресурс]: –Режим доступа: http://www.zandz.ru/biblioteka/kak_ustroena_molniezashita_vetryaka.html</p>																	
	Справ. №	<p>19. Возобновляемые источники энергии и смягчение воздействия на климат . – Межправительственная группа экспертов по изменению климата, 2011 г</p> <p>20. Основные данные повышающих трансформаторов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://forca.ru/spravka/spravka/osnovnye-dannye-povyshayuschih-transformatorov.html</p>																
Подпись и дата		Инв. № дубл.	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 50%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> </tr> <tr> <td>Изм.</td> <td>Лист</td> <td>№ докум.</td> <td>Подпись</td> <td>Дата</td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">БР-13.03.02-071202507 ПЗ</td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">Лист 47</td> </tr> </table>												Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	БР-13.03.02-071202507 ПЗ	Лист 47												

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

Справ. №



TM-4000/10

T1

BA50-45ПРО

QF2

P2175

QS2

ШМА-68Н

A1

ТШЛ-0,69

TA2

P2175

QS1

6X ПБПу2-240

W1

BA50-45ПРО

QF1

ТШЛ-0,69

TA1

V112-3,0

G1

Подп. и дата

Инв. №

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Мацюк Д. А.	<i>[Signature]</i>	06.06.12
Пров.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Т.контр.				
Н.контр.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Утв.		Коваленко И. В.	<i>[Signature]</i>	

Электрическая
схема ВЭУ

Проект ветроэлектростанции
морского базирования

Лист	Масса	Масштаб
		δ/М
Лист	Листов	1

СФУ ПИЭС и ЭЭС

Копировал

Формат А4

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

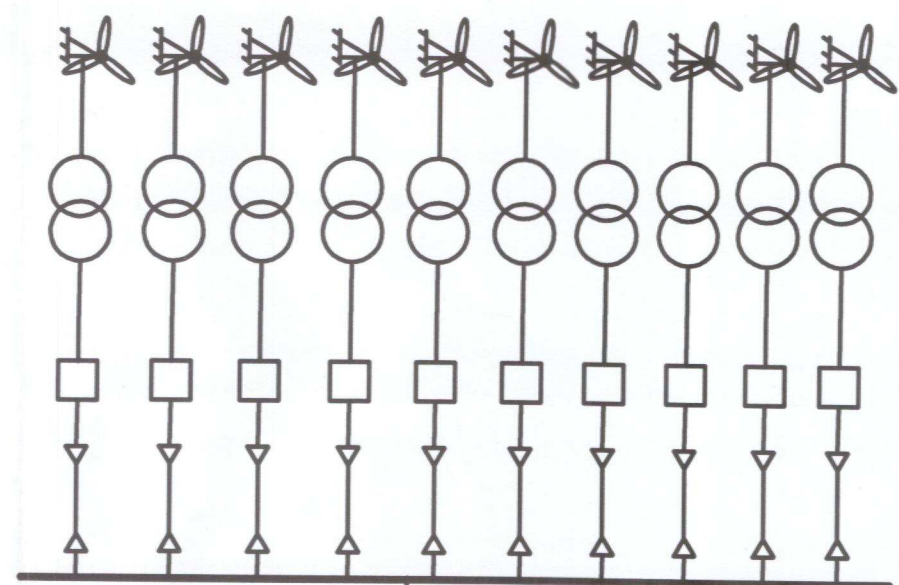
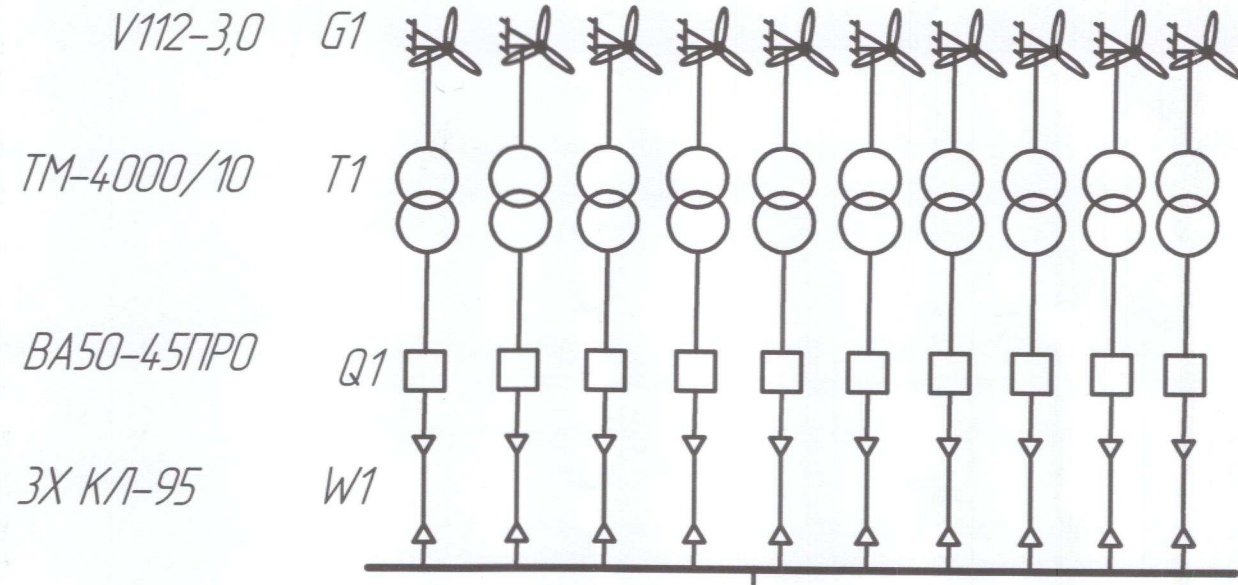
Справ. №

Подп. и дата

Инд. № дубл.

Подп. и дата

Инд. № подл.



BA50-45ПР0

BA50-45ПР0

3X КЛ-400

3X КЛ-400

BA50-45ПР0

BA50-45ПР0

2X ТД-40000/10

ЭЭС

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.	Мацюк Д. А.	<i>[Signature]</i>	26.06.12
Пров.	Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Т.контр.			
Н.контр.	Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Утв.	Коваленко И. В.	<i>[Signature]</i>	

Схема соединения
ВЭС с подстанцией

Лист	Масса	Масштаб
		1:1
Лист	Листов	1

Проект ветроэлектростанции
морского базирования

Копировал

Формат А3

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

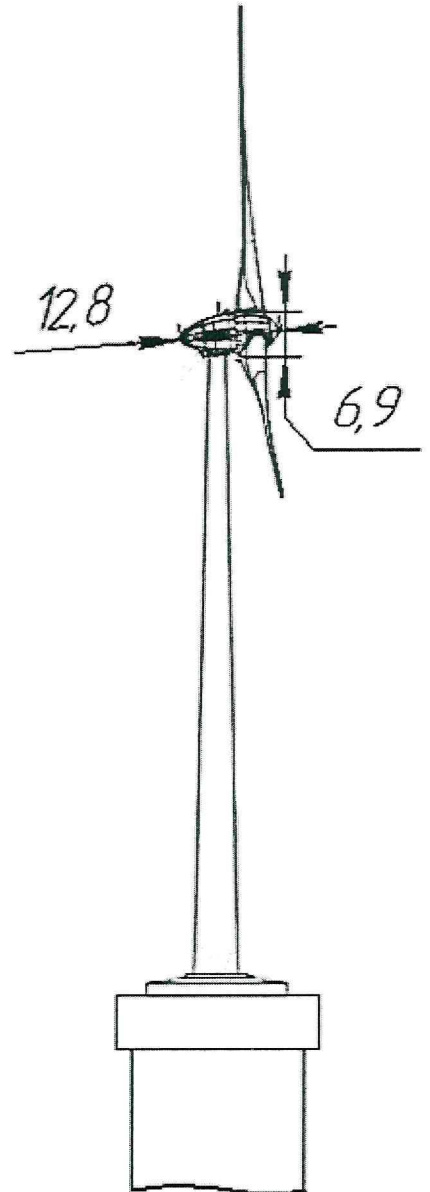
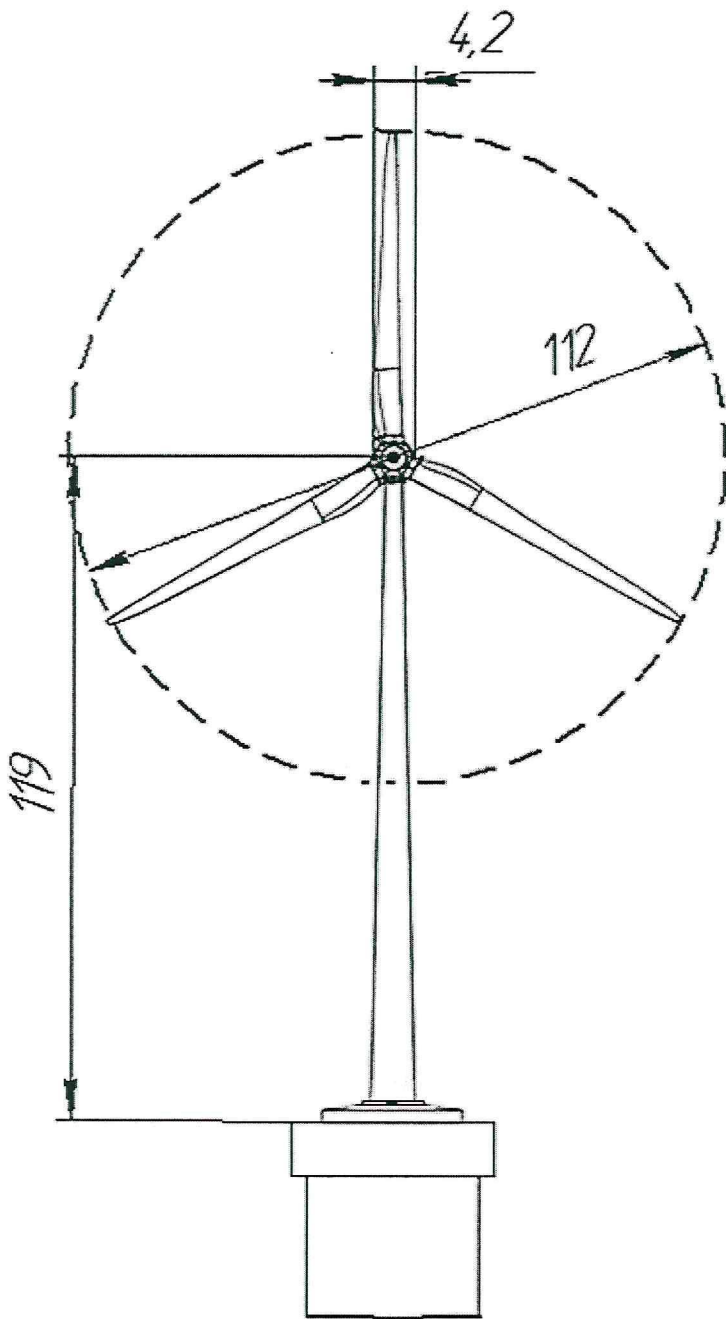
Дл.

Инв. №

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Мацюк Д. А.	<i>[Signature]</i>	06.06.17
Проб.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Т.контр.				
Н.контр.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Утв.		Коваленко И. В.	<i>[Signature]</i>	

Чертеж ВЭУ

Проект ветроэлектростанции
морского базирования

Лист	Масса	Масштаб
		δ/м
Лист	Листов	1

СФУ ПИЭС и ЭЭС

Копировал

Формат А4

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

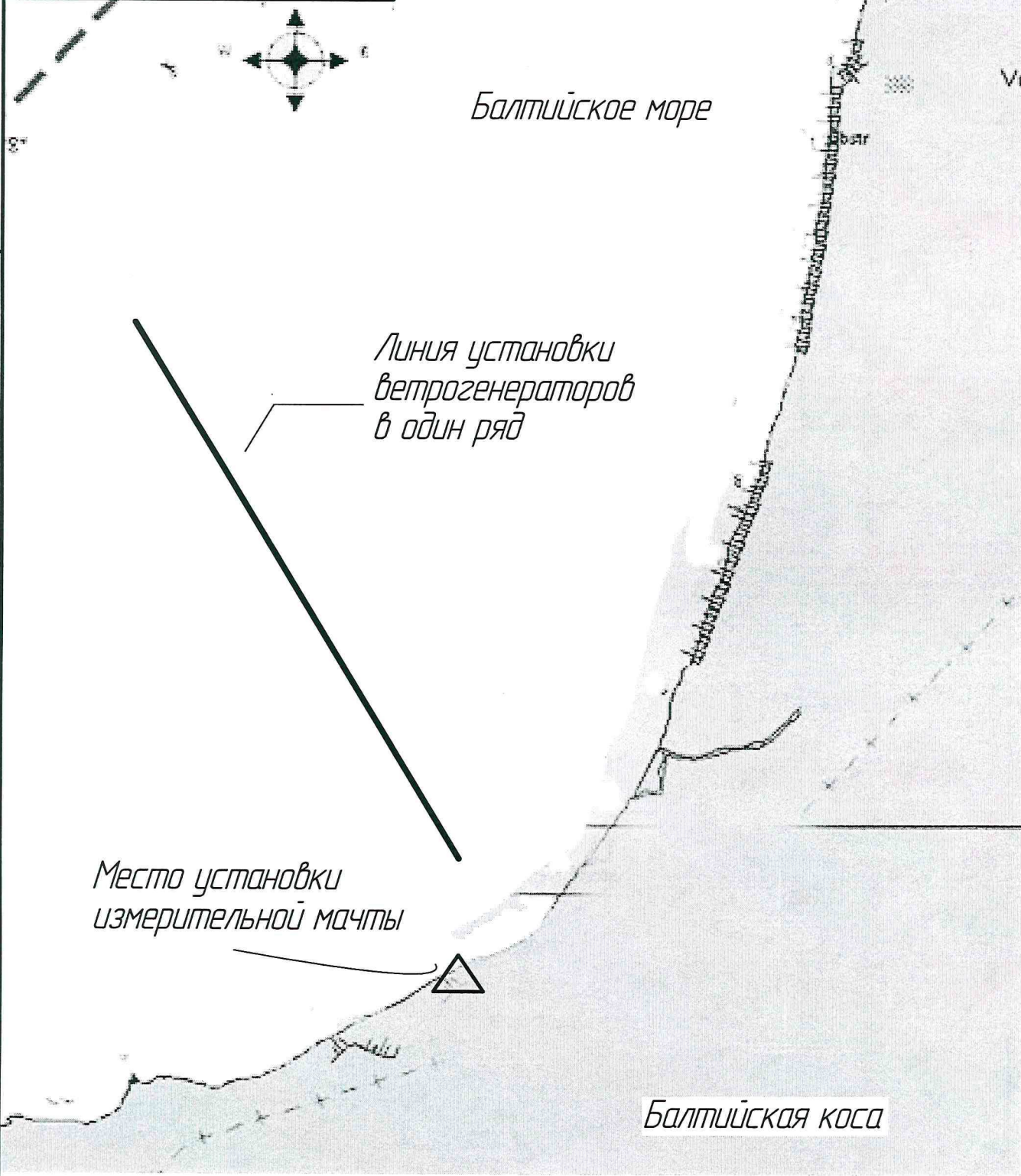
Вкл.

Инв. №

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



Балтийское море

Линия установки
ветрогенераторов
в один ряд

Место установки
измерительной мачты

Балтийская коса

БР-13.03.02-071202507 ПЗ

Изм.	Лист	№ док.им.	Подп.	Дата
Разраб.		Мацюк Д. А.	<i>[Signature]</i>	26.06.18
Пров.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Т.контр.				
Н.контр.		Тремясов В. А.	<i>[Signature]</i>	
Утв.		Коваленко И. В.	<i>[Signature]</i>	

Схема расположения ВЭС
в Балтийском море

Проект ветроэлектростанции
морского базирования

Лит.	Масса	Масштаб
		δ/м
Лист		Листов 1

СФУ ПИЭС и ЭЭС

Копировал

Формат А4